

# PROVINCIA DI BRINDISI

## SERVIZIO 4

RISORSE IMMOBILIARI - SERVIZI TECNOLOGICI -  
PIANIFICAZIONE TERRITORIALE - POLITICHE  
COMUNITARIE - EDILIZIA SISMICA

PON FESR 2007/2013-ASSE II-OBIETTIVO C

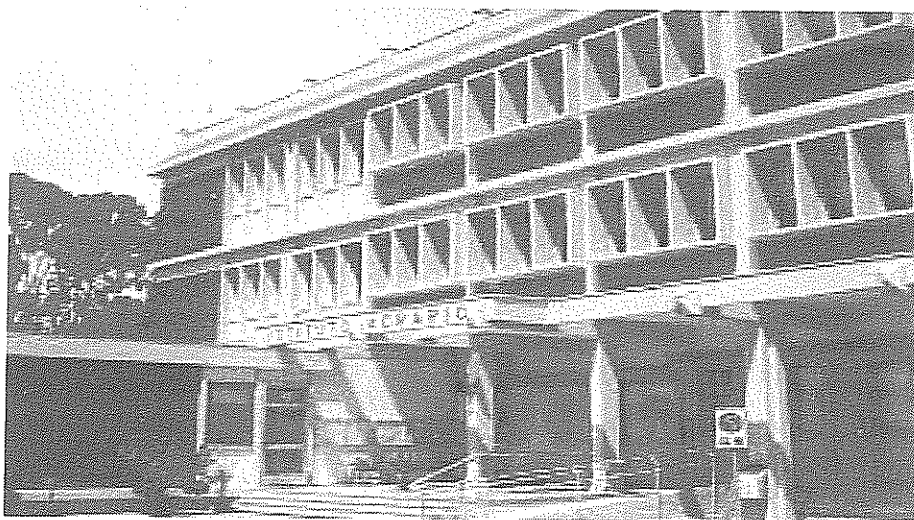
"QUALITA' DEGLI AMBIENTI SCOLASTICI"

"REALIZZAZIONE DI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA  
DA FONTI ALTERNATIVE PRESSO L'IMMOBILE SEDE DELL' ISTITUTO  
TECNICO AGRARIO "E. PANTANELLI" - OSTUNI (BR)

SCALA : -----

ELABORATO N°

2



PROGETTO ESECUTIVO

RELAZIONE TECNICO-SPECIALISTICA

I PROGETTISTI - PROVINCIA DI BRINDISI:

dr. ing. Sergio M. RINI

geom. Alessandro SARACINO

IL RESPONSABILE DEL PROCEDIMENTO

PRESIDE : prof.ssa Anna Luisa SALADINO

SUPPORTO AL RUP - PROVINCIA DI BRINDISI

dr. arch. Luigi RESTA

Disegnatore:

Elaborazione:

Aggiornamento:

File:

Maggio 2014

mascherine relazioni-1.dwg



**PON FESR 2007/2013 - ASSE II - OBIETTIVO C  
"QUALITA' DEGLI AMBIENTI SCOLASTICI"**

**REALIZZAZIONE DI IMPIANTI PER LA  
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA  
DA FONTI ALTERNATIVE PRESSO  
L'IMMOBILE SEDE DELL'ISTITUTO  
TECNICO AGRARIO  
"E. PANTANELLI" DI OSTUNI (BR)**

**Relazione Tecnica Specialistica**

<b>Impianto:</b>	I.T.A.S. Pantanelli
<b>Committente:</b>	Istituto Tecnico Agrario Statale "E.Pantanelli"
<b>Località:</b>	Contrada San Lorenzo - OSTUNI (BR)
	<b>Il Tecnico</b>
	_____

# INDICE

<b>PARTE PRIMA – IMPIANTI FOTOVOLTAICI</b>	<b>3</b>
1.1 Premessa	3
1.2 Valenza dell'iniziativa	3
1.3 Conformità normativa	3
1.4 Criteri di dimensionamento	4
1.5 Disponibilità di spazi per l'installazione degli impianti fotovoltaici	4
1.6 Disponibilità della fonte solare	4
1.7 Fattori morfologici e ambientali	6
1.8 Il modulo fotovoltaico	7
1.9 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici	9
1.10 Procedure di calcolo	10
1.11 Impianto elettrico e di terra	12
1.12 IMPIANTO FV A SERVIZIO DELL'EDIFICIO SCOLASTICO: Pn=44 kWp	16
1.12.1 Sito di installazione	16
1.12.2 Distanziamento tra le file di moduli e dimensionamento impianto	18
1.12.3 Producibilità dell'impianto	21
1.12.4 Dati tecnici d'impianto	23
1.12.5 Risparmio sul combustibile	25
1.10.6 Riduzione emissioni in atmosfera	25
1.12.7 Generatore FV-ES N.1/2	26
1.12.8 Generatore FV-ES N.2/2	29
1.13 IMPIANTO FV A SERVIZIO DELL'AZIENDA AGRARIA: Pn=12.75 kWp	37
1.13.1 Sito di installazione	37
1.13.2 Distanziamento tra le file di moduli e dimensionamento impianto	39
1.13.3 Producibilità dell'impianto	42
1.13.4 Dati tecnici d'impianto	44
1.13.5 Risparmio sul combustibile	46
1.11.6 Riduzione emissioni in atmosfera	47
1.13.7 Generatore FV-AA	48
<b>APPENDICE 1A - Norme tecniche di riferimento</b>	<b>55</b>
Leggi e decreti	55
Norme Tecniche	56
Delibere AEEG	57
Agenzia delle Entrate	60
GSE	60
TERNA	61
<b>APPENDICE 1B – Definizioni tecniche</b>	<b>62</b>
Definizioni - Rete Elettrica	62
Definizioni - Impianto Fotovoltaico	62
<b>APPENDICE 2A – Quadro di riferimento normativo</b>	<b>66</b>
<b>APPENDICE 2B – Norme e raccomandazioni tecniche</b>	<b>71</b>

## **PARTE PRIMA – IMPIANTI FOTOVOLTAICI**

### **1.1 Premessa**

L'intervento proposto comprende la progettazione, la realizzazione e la gestione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica, l'uno a servizio dell'Edificio Scolastico, l'altro a servizio dell'Azienda Agraria, connessi alla rete elettrica di distribuzione e con le caratteristiche funzionali nel seguito riportate.

Gli impianti proposti sono stati progettati in modo da soddisfare i più restrittivi requisiti di impatto ambientale e, nello stesso tempo, garantire la sicurezza del lavoro del personale addetto.

Particolare cura è stata posta nella definizione del layout, le componenti dell'impianto sono progettate e disposte in modo tale che tutte le parti possano essere ispezionate, revisionate e sostituite in breve tempo, in normali condizioni di lavoro. Le realizzazioni e le installazioni saranno conformi alle normative, alle leggi vigenti e alle indicazioni delle Autorità competenti per il rilascio delle autorizzazioni all'esercizio (VVF, ISPESL, USSL, Ex ENPI).

### **1.2 Valenza dell'iniziativa**

Con la realizzazione degli impianti di generazione, si intende conseguire un significativo risparmio energetico per le attività servite, mediante ricorso a fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

### **1.3 Conformità normativa**

Gli impianti saranno realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti e certificati con la procedura di attestazione di cui al D.M. 22 gennaio 2008 n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

#### 1.4 Criteri di dimensionamento

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto dei seguenti fattori:

- disponibilità di spazi per l'installazione dell'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

#### 1.5 Disponibilità di spazi per l'installazione degli impianti fotovoltaici

Gli impianti fotovoltaici in progetto sono previsti sulla copertura piana dei fabbricati oggetto di intervento, delimitata da parapetti perimetrali, con disposizione dei moduli non complanare alle superfici, inclinati sul piano orizzontale ed orientati verso il Sud geografico.

I moduli saranno installati su strutture portamoduli disposte per file parallele ed ancorate al piano di copertura mediante infissione diretta o indiretta con zavorra.

Tipologicamente, gli impianti sono classificabili come tetti fotovoltaici su copertura piana, con moduli non complanari, parzialmente integrati secondo le modalità indicate dall'Allegato 2 del DM 05.07.2012 (Quinto Conto Energia) per gli impianti fotovoltaici su edifici nei casi in cui è presente una balaustra perimetrale, in modo che la quota massima, riferita all'asse mediano dei moduli fotovoltaici, risulti non superiore all'altezza minima della stessa balaustra.

Gli impianti avranno la seguente ubicazione:

- Copertura II Piano Edificio Scolastico: Superficie disponibile mq 877;
- Copertura Piano Terra Deposito Azienda Agraria: Superficie disponibile mq 190.

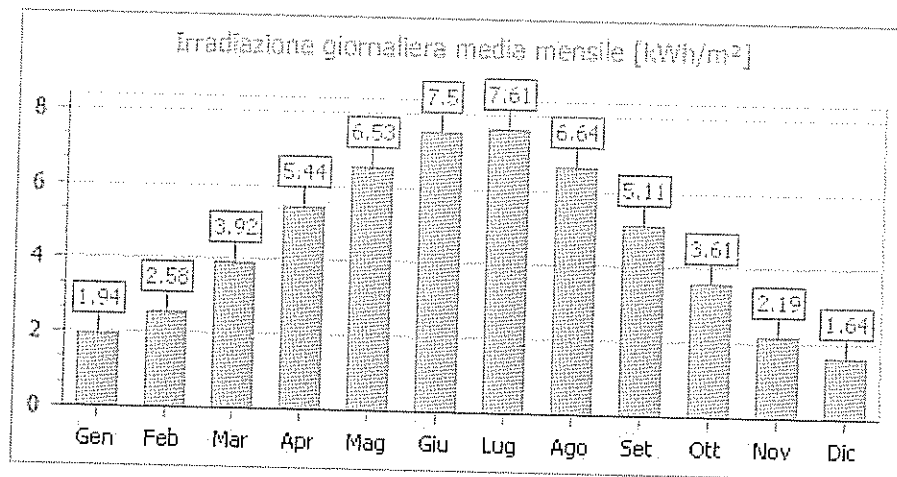
#### 1.6 Disponibilità della fonte solare

##### Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349 - Località di riferimento: BRINDISI (BR)/TARANTO (TA)" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero il comune di OSTUNI (BR) avente latitudine 40° 73'11" N, longitudine 17° 58'08" E e altitudine di 218 m.s.l.m.m., i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m <sup>2</sup> ]											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
1.94	2.58	3.92	5.44	6.53	7.50	7.61	6.64	5.11	3.61	2.19	1.64
Fonte dati: UNI 10349 - Località di riferimento: BRINDISI (BR)/TARANTO (TA)											



**Figura 1 - Radiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m²]**  
**- Fonte dati: UNI 10349-Località di riferimento: BRINDISI/TARANTO**

Quindi, il valore della irradiazione solare annua sul piano orizzontale risulta in **1668.03 kWh/m²** (Fonte dati: UNI 10349 - Località di riferimento: BRINDISI/TARANTO).

Per la località sede dell'impianto, non disponendo dei valori diretti, la radiazione solare viene stimata secondo la procedura della norma UNI 10349, ovvero mediante media ponderata rispetto alla latitudine dei valori di irradiazione relativi a due località di riferimento scelte secondo i criteri della vicinanza e dell'appartenenza allo stesso versante geografico.

La località di riferimento N.1 è BRINDISI, latitudine 40°.6381 N, longitudine 17°.9453 E e altitudine di 15 m.s.l.m. .

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
7.00	9.30	14.10	19.60	23.50	27.00	27.40	23.90	18.40	13.00	7.90	5.90

Fonte dati: UNI 10349

La località di riferimento N.2 è TARANTO, latitudine 40°.4728 N, longitudine 17°.2433 E e altitudine di 15 m.s.l.m.m..

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
6.80	9.90	14.20	19.50	23.80	27.20	28.10	24.20	18.30	12.60	7.90	6.00

Fonte dati: UNI 10349

## 1.7 Fattori morfologici e ambientali

### Ombreggiamento

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento. Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a 1.00. Nel seguito, viene riportato il diagramma solare per il Comune di Ostuni:

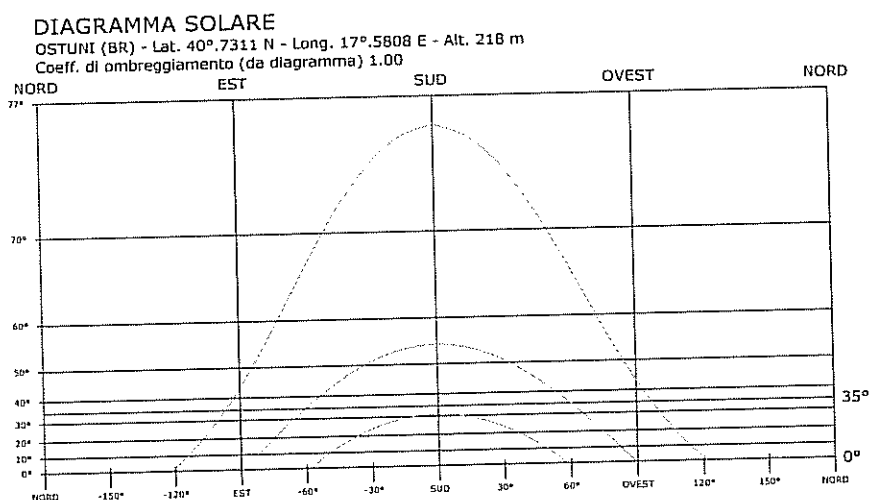


Figura 2 - Fig. 2: Diagramma solare

### Albedo

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili di albedo, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 8477:

Valori di albedo medio mensile											
Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

L'albedo medio annuo è pari a 0.20.



## 1.8 Il modulo fotovoltaico

Il modulo fotovoltaico selezionato per gli impianti in progetto è in silicio policristallino ad alto rendimento e presenta le seguenti caratteristiche:

Produttore: Sharp

Tipo: ND-R250A5

Materiale: silicio policristallino

Numero di celle nel modulo: 60

Lunghezza: 1652 mm

Larghezza: 994 mm

Profondità: mm 46

Superficie: 1,642 m<sup>2</sup>

Superficie captante: 1,48 m<sup>2</sup>

Peso: 19,0 kg

Potenza nominale: 250 W

Tensione MPP: 30,9 V

Corrente MPP: 8,1 A

Corrente di corto circuito: 8,68 A

Tensione a vuoto: 37,6 V

Grado di rendimento (STC): 15,2 %

Tensione di sistema max.: 1000 V

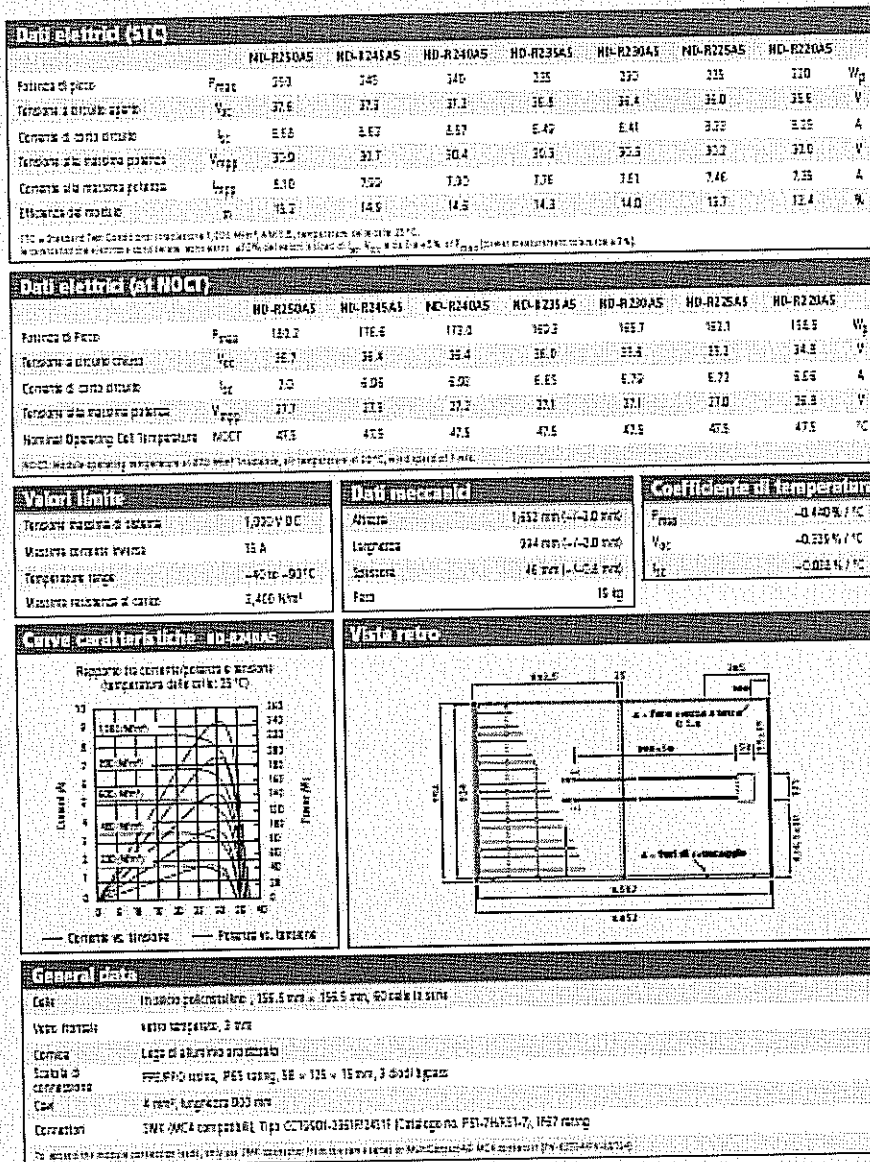
Coefficienti di temperatura:

Tensione a vuoto: -0,329 %/°C

Corrente di corto circuito: 0,0538 %/°C

Potenza: 0,44 %/°C

Isolamento elettrico: Classe II



La foto in alto a sinistra mostra il modulo fotovoltaico HD-R230A5. Il modulo HD-R230A5 è un modulo fotovoltaico a cristallo silicio monocristallino. Il modulo HD-R230A5 è un modulo fotovoltaico a cristallo silicio monocristallino. Il modulo HD-R230A5 è un modulo fotovoltaico a cristallo silicio monocristallino.

Figura 3 – Caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico selezionato

## 1.9 Strutture di supporto dei moduli fotovoltaici

Per quanto riguarda le strutture portamoduli, si prevede l'adozione di sistemi ordinariamente utilizzati nel caso di coperture piane orizzontali, ovvero con supporti in struttura trapezoidale realizzata con profili e controventi in alluminio, ancorati alla copertura mediante fissaggio diretto o indiretto con zavorramento, su indicazione della Direzione dei Lavori.

La preventiva valutazione sulla compatibilità delle nuove installazioni previste in copertura con le strutture dei fabbricati esistenti, è stata eseguita con esito favorevole tenendo conto delle variate condizioni dei carichi in copertura dovute alla presenza del generatore fotovoltaico e, nell'ipotesi di ancoraggio delle strutture portamoduli alla copertura mediante fissaggio diretto.

Qualora nel corso dei lavori, si dovesse optare per la soluzione che prevede il fissaggio indiretto con zavorre di calcestruzzo, queste dovranno risultare dimensionate in funzione dei carichi effettivi agenti in copertura ed installate all'esito di preventiva verifica delle strutture caricate, in conformità al Capitolo 8 delle Norme Tecniche per le Costruzioni di cui al DM 14.01.2008.

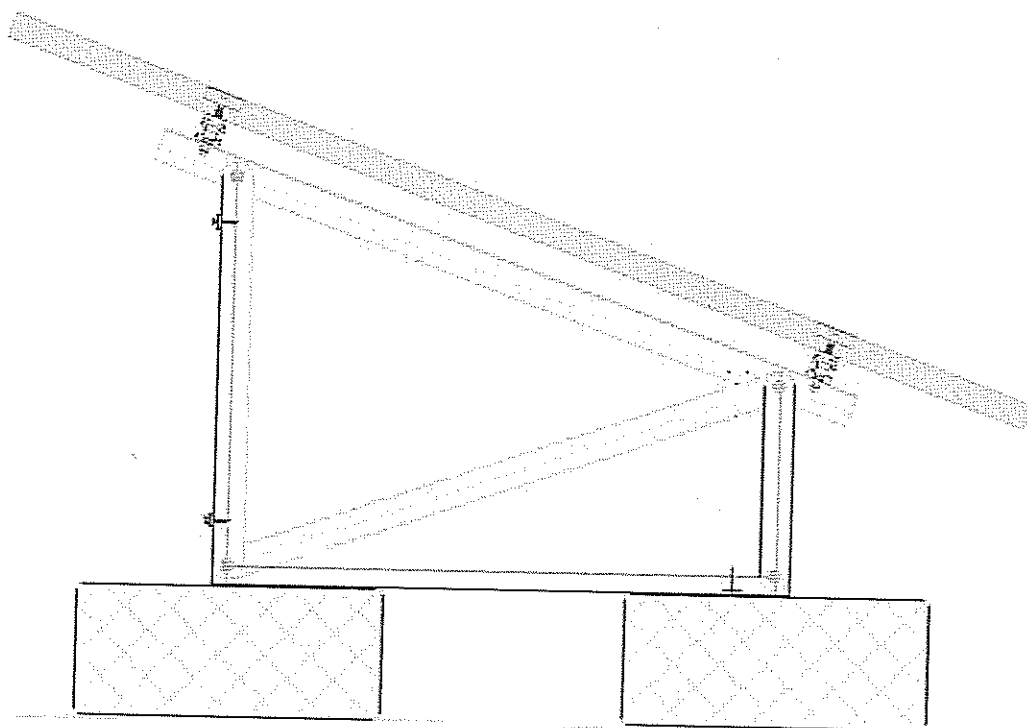


Figura 4 - Vista laterale struttura di supporto in profili di alluminio: fissaggio indiretto con zavorra in cls.

### Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati. Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, trattandosi di applicazione su copertura piana a terrazzo delimitata da parapetto perimetrale, la scelta dell'orientamento e dell'inclinazione viene effettuata in modo da non alterare la sagoma del fabbricato e, nello stesso tempo, contenere l'azione del vento dei moduli, mantenendo comunque una configurazione di impianto non complanare, parzialmente integrato secondo le modalità indicate dall'Allegato 2 del DM 05.07.2012 (Quinto Conto Energia), con superficie non superiore a quella della copertura interessata ed installato con la quota massima, riferita all'asse mediano dei moduli fotovoltaici, non superiore all'altezza minima della balaustra.

### Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.

- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

### Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

#### **TENSIONI MPPT**

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ( $V_{mppt\ min}$ ).

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ( $V_{mppt\ max}$ ).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

#### **TENSIONE MASSIMA**

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

#### **TENSIONE MASSIMA MODULO**

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

#### **CORRENTE MASSIMA**

Corrente massima (corto circuito) generata,  $I_{sc}$ , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

#### **DIMENSIONAMENTO**

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

## 1.11 Impianto elettrico e di terra

Le parti dell'impianto fotovoltaico a monte del punto di disconnessione, essendo ubicate all'esterno ed in zone accessibili, saranno delimitate, protette ed adeguatamente segnalate in relazione alla presenza di tensione nelle ore diurne.

Considerato che gli impianti fotovoltaici, in quanto collocati all'esterno, sono particolarmente sensibili alle scariche atmosferiche di tipo diretto (struttura colpita da fulmine) e indiretto (caduta di un fulmine in prossimità della struttura in grado di generare campi elettromagnetici e tensioni indotte pericolose), si prevede di installare un quadro di campo a monte di ogni convertitore statico. Il quadro di campo utilizzato per il sezionamento del generatore, risulterà conforme alla norma IEC 60364-712 di cui al DM del 19 febbraio 2007, con caratteristiche idonee alla protezione dalle scariche atmosferiche indirette. Il quadro di campo sarà in materiale isolante per installazioni all'aperto, tale da garantire un grado di protezione IP66, chiuso con coperchio trasparente per consentire ispezioni o verifiche a vista senza dover accedere a parti in tensione.

Per la conversione e condizionamento dell'energia prodotta verranno utilizzati con uscita in corrente alternata trifase.

Le uscite in corrente alternata dell'inverter si attesteranno su interruttori magneto-termici con funzione di sezionamento e protezione alloggiati nel quadro di parallelo.

Nel quadro parallelo il sottocampo è protetto e sezionabile dagli interruttori magnetotermici. L'interfaccia con la rete sarà garantita dall'adozione di un apposito dispositivo, con il compito di garantire il rispetto degli standard qualitativi dell'energia elettrica prodotta dal sistema ed immessa nella rete, tale dispositivo è implementato nell'inverter.

Tutti i componenti elettrici utilizzati dovranno essere conformi alle prescrizioni di sicurezza delle pertinenti Norme CEI.

Tutti i componenti elettrici dovranno avere caratteristiche adatte e corrispondenti ai valori ed alle condizioni per le quali l'impianto elettrico è stato progettato.

In particolare, i componenti elettrici dovranno soddisfare le seguenti condizioni:

- essere adatti al massimo valore della tensione (valore efficace in c.a.) al quale essi sono alimentati nell'esercizio ordinario;
- essere scelti tenendo conto del valore massimo della corrente (valore efficace in c.a.) che devono portare nell'esercizio ordinario;
- essere scelti sulla base delle loro caratteristiche di potenza, in modo da poter essere utilizzati alla potenza massima che assorbono in servizio;
- essere scelti tenendo conto delle sollecitazioni e delle condizioni ambientali specifiche del luogo nel quale essi saranno installati ed alle quali essi potranno venire sottoposti.

Il quadro di campo (QC) conterrà gli organi di protezione e sezionamento lato DC.

Nel quadro di parallelo (QP), posizionato nelle immediate vicinanze del quadro generale utente, saranno alloggiati gli interruttori magnetotermici con funzioni di protezione e sezionamento della linea in arrivo dell' inverter.

Il funzionamento dell'impianto è previsto in bassa tensione con tensione inferiore a 1500 V in c.c. ed a 1000 V in c.a. .

Per i collegamenti in corrente continua, nella connessione fra moduli e quadro parallelo stringhe, saranno adottati cavi per applicazioni fotovoltaiche del tipo FG21M21 secondo la norma CEI 20-91, non propaganti la fiamma con tensione massima  $U_m=1,8$  kV anche verso terra, con conduttore stagnato flessibile, isolato in gomma HEPR G21 con guaina reticolata tipo M21, a marchio IMQ.

Per i collegamenti in corrente alternata, nella connessione fra inverter e sistemi di misura, saranno utilizzati cavi del tipo FG7(O)R-0,6/1 kV, unipolari o multipolari, secondo la norma CEI 20-13, non propaganti l'incendio per tensione massima  $U_m=1,8$  kV anche verso terra, con caratteristiche di resistenza ai raggi ultravioletti, con conduttori flessibili di rame, isolati in gomma G7, con guaina termoplastica di PVC, oppure saranno utilizzati cavi del tipo FG7(O)M1-0,6/1 kV, unipolari o multipolari, secondo la norma CEI 20-13, non propaganti la fiamma, con conduttori flessibili di rame, isolati in gomma G7, con guaina termoplastica L0SH, con caratteristiche di bassa emissione di fumi e gas tossici in caso di incendio.

Per quanto riguarda la protezione delle condutture elettriche contro le sovracorrenti, cortocircuito e sovraccarico, nella sezione in corrente continua non sono prevedibili sovraccarichi, in quanto la massima corrente erogabile dal campo fotovoltaico nel punto di massima potenza è approssimabile alla massima corrente che il campo è in grado di erogare. Pertanto, al fine di assicurare la necessaria protezione, è sufficiente che la corrente di impiego del circuito sia inferiore alla portata in regime permanente della conduttura. Per il sezionamento, si adotteranno sezionatori con fusibile.

Nella sezione in corrente alternata, la protezione delle condutture elettriche contro le sovracorrenti è effettuata in ottemperanza alle prescrizioni delle norme C.E.I. 64-8 con unico dispositivo, mediante interruttori automatici magnetotermici conformi alle norme C.E.I. 23-3 e C.E.I. 17-5 con le seguenti caratteristiche:

- a) installazione del conduttore all'inizio della conduttura;
- b) con potere d'interruzione dell'interruttore maggiore della corrente di c.c. presunta nel punto d'installazione;
- c) con corrente nominale  $I_n$ , tale da aversi:

$$I_b \leq I_n \leq I_z,$$

essendo:

$I_b$  = corrente d'impiego del circuito;

$I_z$  = portata del cavo;

$I_n$  = corrente nominale del dispositivo di protezione

d) tale che per tutta la lunghezza della conduttura sia verificato:

$$(I^2 * dt) \leq (KS)^2$$

essendo:  $(I^2 * dt)$  = integrale di Joule per la durata del c.c.

$K$  = fattore caratteristico del materiale del conduttore, dell'isolante e della temperatura ambiente massima ammissibile

$S$  = sezione del cavo ( $\text{mm}^2$ )

$K = 115$  per conduttori in rame isolati in PVC;

$K = 135$  per conduttori in rame isolati con gomma ordinaria o butilica;

$K = 143$  per conduttori in rame isolati con gomma etilenpropilenica e propilene reticolato;

La protezione contro i contatti diretti verrà realizzata mediante isolamento delle parti attive e ponendo le stesse entro involucri o dietro barriere aventi un grado di protezione idoneo al luogo di installazione.

La protezione contro i contatti indiretti verrà realizzata con le seguenti modalità:

- interruzione automatica dell'alimentazione, mediante interruttori differenziali coordinati con l'impianto di terra (sezione in corrente alternata);
- utilizzando componenti in classe II o con isolamento equivalente (sezione in corrente continua);
- mediante dispositivo di controllo dell'isolamento CEI (64-8/4) che indichi il verificarsi del primo guasto a terra, interrompendo il circuito e quindi il servizio, integrato nell'inverter per la segnalazione e provvederà a segnalare l'eventuale cedimento di isolamento (sezione corrente in continua);
- collegando a terra le masse metalliche, mediante conduttore di protezione (lato corrente alternata).



Per quanto riguarda l'impianto di terra, le parti che necessitano di collegamento a terra saranno collegate all'impianto di terra esistente, equipotenzializzate e connesse a terra. L'ultima struttura di supporto di ogni fila di moduli sarà connesso con cavo NV7V-K al conduttore di terra contenuto all'interno della canalina passacavi. Il cavo di equipotenzializzazione sarà fissato con capocorda avvitato con vite auto forante al lato delle strutture di supporto. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di protezioni contro le sovratensioni. La messa a terra dei quadri (scaricatori di sovratensione), dell'inverter saranno messe in parallelo su apposita barra di rame e collegate all'impianto di terra dell'edificio (a seguito di verifica e misura della resistenza di terra). Poiché la potenza nominale del generatore è inferiore a 20 kWp, la separazione galvanica tra la sezione in corrente continua dell'impianto e la rete è sostituita dalla protezione sensibile alla corrente continua integrata nell'inverter.,

## 1.12 IMPIANTO FV A SERVIZIO DELL'EDIFICIO SCOLASTICO: Pn=44 kWp

### 1.12.1 Sito di installazione

Il sito di installazione è localizzato in zona foranea del Comune di Ostuni in Provincia di Brindisi, nella denominata Contrada San Lorenzo e ricade su fabbricato di proprietà provinciale destinato ad Edificio Scolastico sede dell'Istituto Tecnico Agrario "E. Pantanelli", catastalmente individuabile al Foglio 89 Particella 371.

La posizione del generatore fotovoltaico è individuabile dalle seguenti coordinate geografiche (WGS84): Latitudine 40°44'37.84"N; Longitudine 17°34'26.18"E; Altitudine 113 metri sul livello del mare.



Figura 5 - Stralcio di ortofoto: localizzazione dell'impianto fotovoltaico a servizio dell'Edificio Scolastico

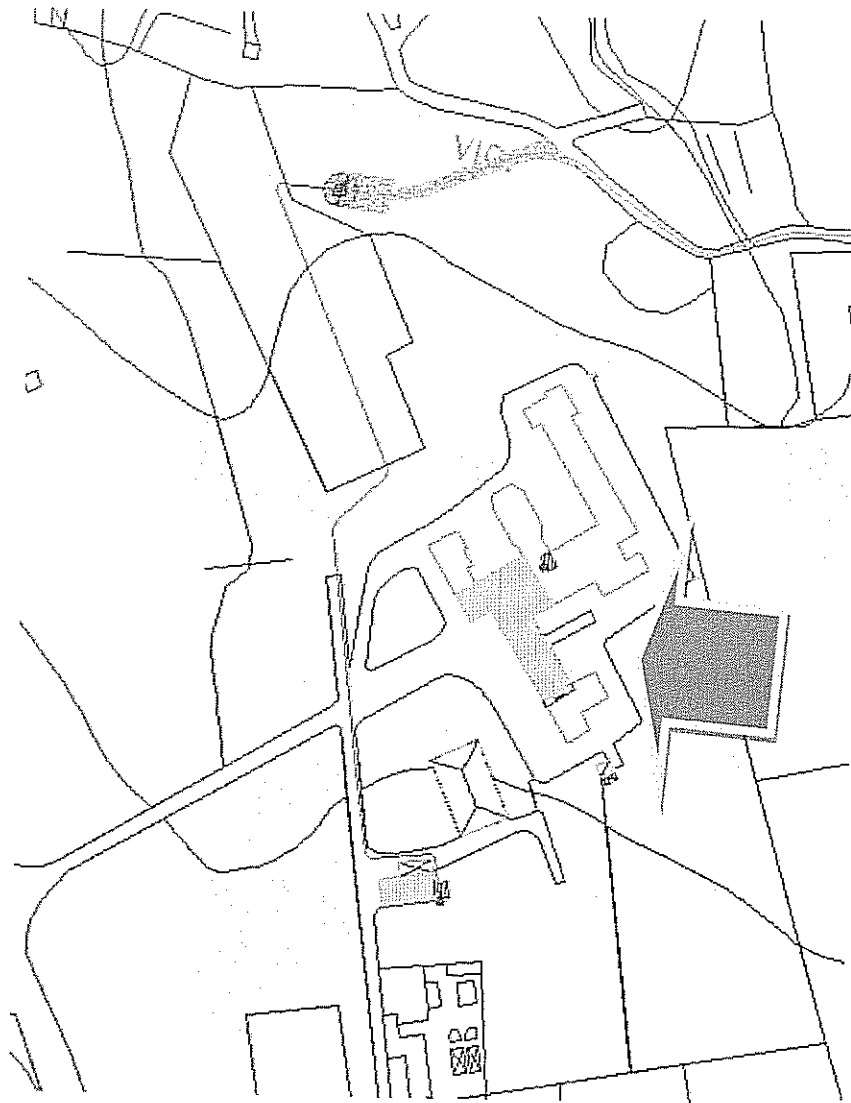


Figura 6- Stralcio di aerofoto : localizzazione dell'impianto fotovoltaico a servizio dell'Edificio Scolastico

## 1.12.2 Distanziamento tra le file di moduli e dimensionamento impianto

L'impianto a servizio dell'Edificio Scolastico, identificato con la sigla FV-ES, è di tipo grid-connected, con allacciamento trifase alla rete in bassa tensione.

L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici in silicio policristallino con le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale modulo : 250 Wp
- Dimensioni: (mm 1652 x mm 994 mm 46)
- Peso del modulo: kg 19
- Superficie captante modulo : 1,642 m<sup>2</sup>
- Efficienza modulo: 15,2 % .

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture metalliche posizionate sulla copertura piana del fabbricato e disposte per file parallele, con inclinazione fissa di 15° rispetto al piano orizzontale e rivolti verso il Sud geografico (Azimut = -30°). Tale disposizione ottimizza per la latitudine del luogo, il quantitativo annuale di energia solare captata dalla superficie dei moduli.

Le file sono disposte parallelamente con un interasse che garantisce uno spazio libero davanti ad ogni fila, tale da evitare ogni possibile ombreggiamento reciproco ed in maniera da ottimizzare l'occupazione delle aree esenti da ombre, disponibili sulla superficie interessata.

L'interdistanza tra le file viene determinata considerando il metodo dell'angolo limite alle ore 10:00 del 21 dicembre (solstizio di inverno, Azimuth = 29°13'), con altezza solare pari a circa 20°01' per la latitudine del sito in esame (40°44') e ricavato mediante l'applicativo SUNCHART Versione 1.0 – 1991 (ENEA Area Energetica – Dipartimento SIRE):

Giorno: 21 Dicembre      Latitudine: 40°44'      Declinazione: -23°27'

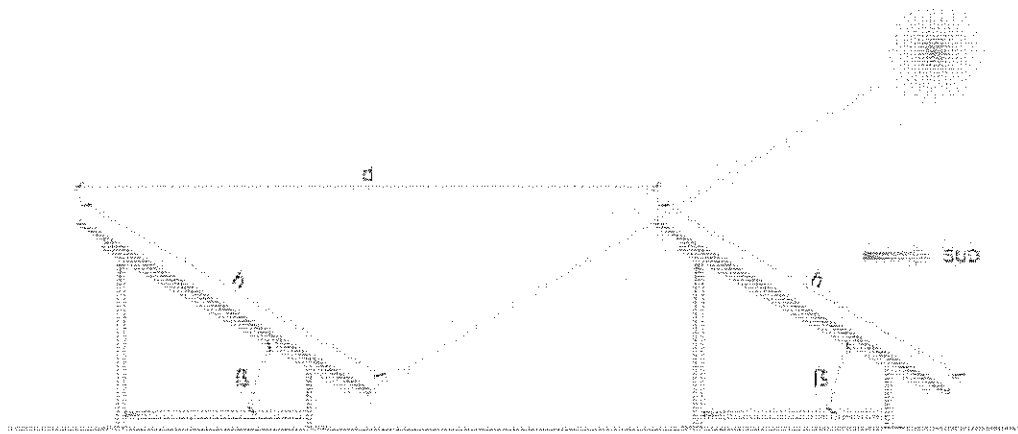
Ora alba: 7:28      Ora tramonto: 16:32

Durata del giorno: 9 ore 05 min

Ora 10:00

Altezza 20°01'

Azimut 29°13'



Modulo	Dati struttura		Altezza solare minima		D (m)
	h (m)	β (tilt)	Ora (h)	α (elevazione)	
Sharp ND-R250A5	1,652	15°	10:00	20°01'	2,62

$$D = L \cos(\beta) + (L \sin(\beta) \cos(g) / \tan(\alpha))$$

dove

D = distanza tra le file

β = angolo di inclinazione

α = altezza solare

g = azimut

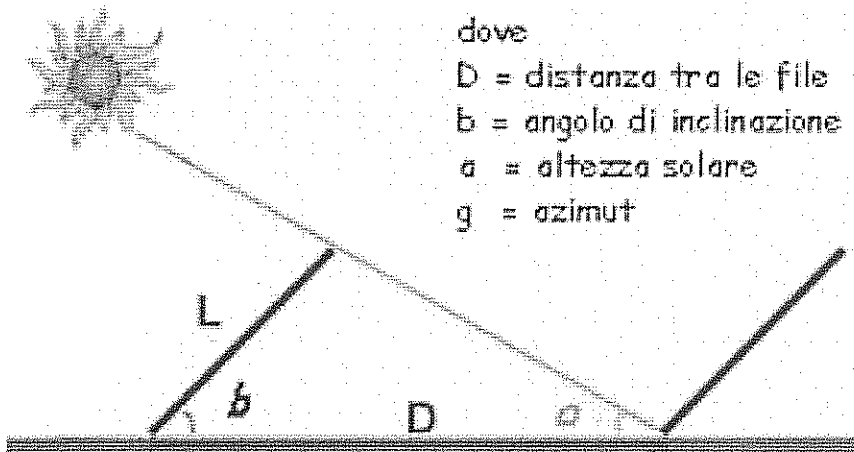


Figura 7: Calcolo dell'ombreggiamento

La superficie disponibile sulla copertura più elevata dell'Edificio Scolastico, di mq 877 circa, è congruente con una potenza nominale installata di 44 kWp ed una superficie complessivamente occupata dai moduli di circa 660 m<sup>2</sup>, tenendo conto dello spazio libero necessario per eliminare l'ombreggiamento reciproco tra file contigue.

Il generatore fotovoltaico risulta dimensionato nella consistenza di n.ro 176 moduli con una superficie captante di circa 289 m<sup>2</sup>, in due sottocampi (corrispondenti al numero degli inverter), costituiti da strutture di sostegno su cui sono attestati moduli, elettricamente connessi in modo da realizzare una stringa di moduli in serie:

- Campo 1: 4 stringhe in parallelo da 23 moduli in serie per stringa e quindi 92 moduli, con una potenza generata di circa 23 kW alla tensione continua di 710 V;
- Campo 2: n.ro 4 stringhe in parallelo da 21 moduli in serie per stringa e quindi 84 moduli, con una potenza generata di circa 21 kW alla tensione continua di 649 V.

Le stringhe dei sottocampi fotovoltaici, in parallelo tra di loro, fanno capo ad un proprio sistema di conversione (inverter), specifico per campi fotovoltaici, installato entro apposito alloggiamento, con uscita in corrente alternata a 400 V, 3 fasi, 50 Hz e fattore di potenza uguale a uno.

<b>Dimensionamento Impianto FV – Edificio Scolastico</b>								
ID CATASTALE FABBRICATO	TIPOLOGIA DI TETTO	MODULO / POTENZA	N° MODULI	POTENZA INSTALLABILE (kWp)	N.MODULI PER STRINGA	N. STRINGHE	N. QUADRI PARALLELO STRINGHE	N.INVERTER/TIPO
Foglio n.89 P.lla n.371	PIANO	SHARP ND- R250A5 / 250W	92	23,00	23	4	1	1/POWER ONE AURORA TRIO 20.0 TL OUTD
			84	21,00	21	4	1	1/POWER ONE AURORA TRIO 20.0 TL OUTD

### Calcolo dell'irraggiamento

Il sito individuato per la realizzazione degli impianti fotovoltaici ricade nel territorio del Comune di Ostuni (BR), cui si è fatto riferimento per la determinazione del valore della radiazione solare.

Le tabelle della norma UNI 10349 forniscono il valore di radiazione solare al suolo nella località presa come riferimento **1.668,03 kWh/m<sup>2</sup>** in base al quale, utilizzando il metodo della norma UNI 8477/1, è possibile calcolare il valore della radiazione solare sul piano dei moduli, nella loro inclinazione ed orientamento ottimali.

Per l'impianto fotovoltaico a servizio dell'Edificio Scolastico, tale valore risulta pari a **1.790,98 kWh/m<sup>2</sup>**.

### Calcolo dell'energia

Il calcolo dell'energia prodotta annualmente è stato effettuato ipotizzando l'impiego di moduli con celle in silicio policristallino ed aventi una efficienza nominale del **15,2 %**. E' stata altresì prudenzialmente considerata una efficienza di sistema "BOS" (elettrica, temperatura, ombreggiamento, riflessione etc) del **75%**. Il calcolo, nel seguito riportato, permette di concludere che mediamente l'energia prodotta sarà pari a **58975,52 kWh/anno**.

### Energia producibile annualmente

L'impianto fotovoltaico previsto sulla copertura piana più elevata dell'edificio Scolastico è stato dimensionato in modo tale da costituire un campo fotovoltaico della potenza di **44,0 kW (STC)**, pari a **44,0 kVA** con fattore di potenza uguale a uno come richiesto dalla normativa vigente, composto in due sottocampi come segue:

- Potenza nominale modulo : 250 Wp
- Superficie modulo : 1,642 m<sup>2</sup>
- Superficie captante modulo : 1,48 m<sup>2</sup>
- Numero totale di moduli : 176
- Numero sottocampi: 2
- Numero moduli sottocampo 1/2: 92
- N° stringhe/sottocampo 1/2: 4
- Numero di moduli fotovoltaici connessi in serie per stringa, sottocampo 1/2: 23 per stringa
- Superficie stringa, sottocampo 1/2: 37,766 m<sup>2</sup>
- Potenza nominale stringa sottocampo 1/2: 5750 Wp
- Numero moduli sottocampo 2/2: 84
- N° stringhe/sottocampo 2/2: 4
- Numero di moduli fotovoltaici connessi in serie, per stringa sottocampo 2/2: 21 per stringa
- Superficie stringa, sottocampo 2/2: 34,482 m<sup>2</sup>

- Potenza nominale stringa sottocampo 2/2: 5250 Wp
- Tipo moduli fotovoltaici: cristallini (poli)
- Superficie captante dei moduli sottocampo 1/2: 151,064 m<sup>2</sup>
- Superficie captante dei moduli sottocampo 2/2: 137,928 m<sup>2</sup>
- Potenza sottocampo 1/2: 23 kWp
- Potenza sottocampo 2/2: 21 kWp
- Superficie totale netta captante : 288,992 m<sup>2</sup>
- Irraggiamento medio annuo sul piano orizzontale (UNI 10439-UNI8477/1) : **1668,03 kWh/m<sup>2</sup>**
- Radiazione solare media annua sul piano dei moduli, Tilt 15°, Azimut=-30° (UNI 10439-UNI8477/1): **1790,98 kWh/m<sup>2</sup> anno**
- Energia radiante media annua captata (*Eff.Moduli\*Irr.solare\*Sup.occupata*): **78671,45 kWh/anno**
- Efficienza del sistema (BOS) : 75%
- Efficienza media operativa : 15,2 %
- Producibilità dell'impianto: **59,00 MWh/anno**



#### 1.12.4 Dati tecnici d'impianto

L'impianto presenta una potenza installata di 44 kW con una produzione di energia annua pari a 58975.52 kWh (equivalente a 1340.35 kWh/kW), generata da 176 moduli con superficie captante complessiva di 289 m<sup>2</sup>, nella consistenza di due sottocampi, rispettivamente individuati con le sigle FV-ES N.1/2 e FV-ES N.2/2.

#### Scheda tecnica dell'impianto

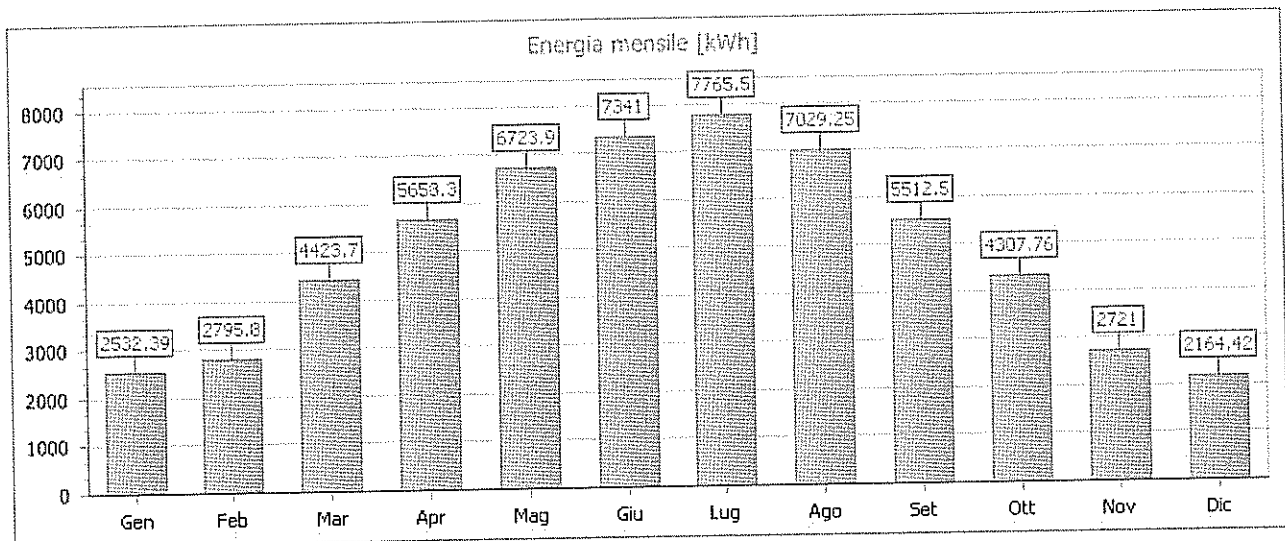
Dati generali	
Committente	Istituto Tecnico Agrario Pantanelli
Indirizzo	Contrada San Lorenzo
CAP Comune (Provincia)	72017 OSTUNI (BR)
Latitudine	40°.7311 N
Longitudine	17°.5808 E
Altitudine	218 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 668.03 kWh/m <sup>2</sup>
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	288.99 m <sup>2</sup>
Numero totale moduli	176
Numero totale inverter	2
Energia totale annua	58 975.52 kWh
Potenza totale	44.000 kW
Potenza fase L1	14.667 kW
Potenza fase L2	14.667 kW
Potenza fase L3	14.667 kW
Energia per kW	1 340.35 kWh/kW
BOS	74.97 %

## Energia prodotta

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è **58975.52 kWh**.

Il grafico seguente riporta i valori dell'energia elettrica prodotta mensilmente:



**Figura 8 - Energia mensile prodotta dall'impianto**

### 1.12.5 Risparmio sul combustibile

Ad oggi, la produzione di energia elettrica proviene per la quasi totalità da impianti termoelettrici, che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 58975.52 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, le considerazioni successive valgono per il tempo di vita dell'impianto pari a 20 anni.

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

#### Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	11.03
TEP risparmiate in 20 anni	202.69
Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2	

### 1.10.6 Riduzione emissioni in atmosfera

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

#### Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	422.0	0.394	0.410	0.020
Emissioni evitate in un anno [kg]	24 887.67	23.24	24.18	1.18
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	457 408.17	427.06	444.40	21.68
Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2010				

### 1.12.7 Generatore FV-ES N.1/2

Il generatore identificato con la sigla FV-ES N.1/2 comprende n.ro 92 moduli con una superficie totale di 151.06 m<sup>2</sup>, presenta connessione trifase, potenza installata di 23 kW e produzione annua di energia pari a 30828.71 kWh .

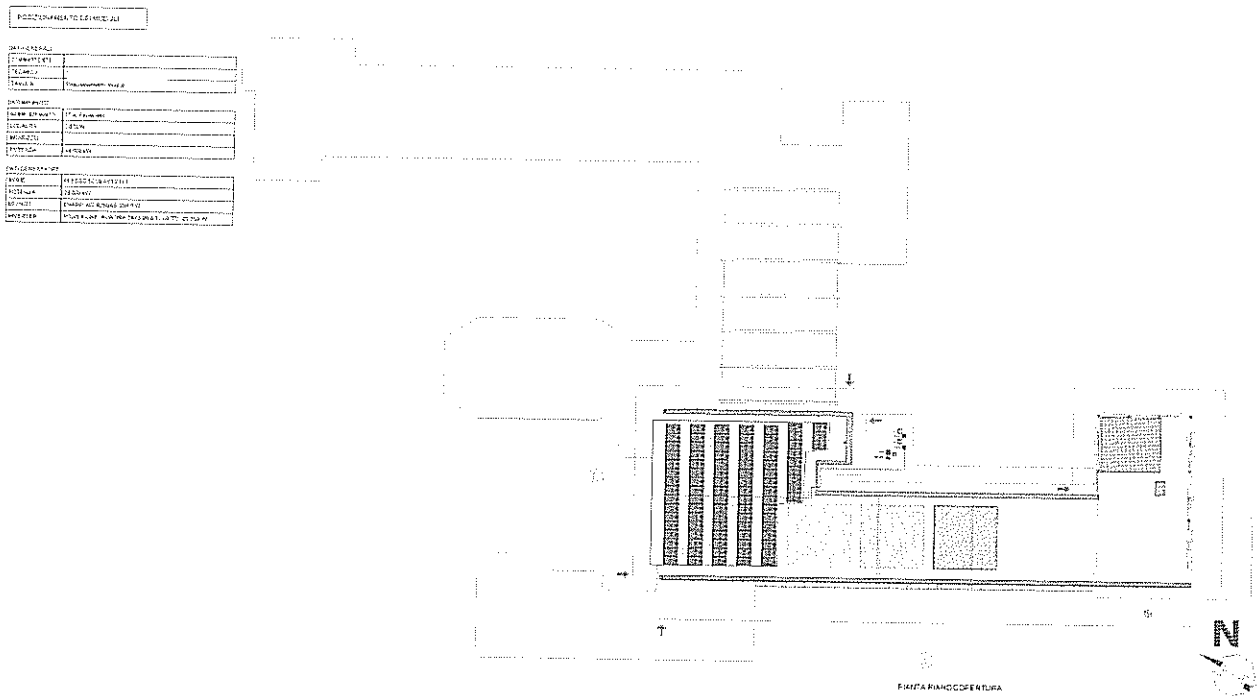
#### Scheda tecnica

<b>Dati generali</b>	
Posizionamento dei moduli	<b>Non complanare alle superfici</b>
Struttura di sostegno	<b>Fissa</b>
Inclinazione dei moduli (Tilt)	<b>15°</b>
Orientazione dei moduli (Azimut)	<b>-30°</b>
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	<b>1 790.98 kWh/m<sup>2</sup></b>
Numero superfici disponibili	<b>1</b>
Estensione totale disponibile	<b>262.21 m<sup>2</sup></b>
Estensione totale utilizzata	<b>262.21 m<sup>2</sup></b>
Potenza totale	<b>23.000 kW</b>
Energia totale annua	<b>30 828.71 kWh</b>

<b>Modulo</b>	
Marca – Modello	<b>SHARP - ND-R250A5</b>
Numero totale moduli	<b>92</b>
Numero di stringhe per ogni inverter	<b>4</b>
Numero di moduli per ogni stringa	<b>23</b>
Superficie totale moduli	<b>151.06 m<sup>2</sup></b>

<b>Inverter</b>	
Marca – Modello	<b>POWER-ONE - AURORA TRIO-20.0-TL-OUTD</b>
Numero totale	<b>1</b>
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	<b>90.22 % (VERIFICATO)</b>
Tipo fase	<b>Trifase</b>

La figura seguente riporta la rappresentazione schematica della disposizione dei moduli per il generatore in esame:



**Figura 9 - Posizionamento dei moduli del generatore FV-ES N.1/2**

## Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C), sono verificate le seguenti disuguaglianze:

<b>TENSIONI MPPT</b>	
Vm a 70 °C (582.67 V) maggiore di Vmppt min. (250.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
Vm a -10 °C (810.28 V) minore di Vmppt max. (950.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
<b>TENSIONE MASSIMA</b>	
Voc a -10 °C (964.38 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1 000.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
<b>TENSIONE MASSIMA MODULO</b>	
Voc a -10 °C (964.38 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 000.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
<b>CORRENTE MASSIMA</b>	
Corrente max. generata (34.72 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (50.00 A)	<b>VERIFICATO</b>

## 1.12.8 Generatore FV-ES N.2/2

Il generatore identificato con la sigla FV-ES N.2/2 comprende n.ro 84 moduli con una superficie totale di 137,93 m<sup>2</sup>, presenta connessione trifase, potenza installata di 21 kW e produzione annua di energia pari a 28146.81 kWh .

### Scheda tecnica

<b>Dati generali</b>	
Posizionamento dei moduli	<b>Non complanare alle superfici</b>
Struttura di sostegno	<b>Fissa</b>
Inclinazione dei moduli (Tilt)	<b>15°</b>
Orientazione dei moduli (Azimut)	<b>-30°</b>
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	<b>1 790.98 kWh/m<sup>2</sup></b>
Numero superfici disponibili	<b>1</b>
Estensione totale disponibile	<b>227.29 m<sup>2</sup></b>
Estensione totale utilizzata	<b>227.29 m<sup>2</sup></b>
Potenza totale	<b>21.000 kW</b>
Energia totale annua	<b>28 146.81 kWh</b>

<b>Modulo</b>	
Marca – Modello	<b>SHARP - ND-R250A5</b>
Numero totale moduli	<b>84</b>
Numero di stringhe per ogni inverter	<b>4</b>
Numero di moduli per ogni stringa	<b>21</b>
Superficie totale moduli	<b>137.93 m<sup>2</sup></b>

<b>Inverter</b>	
Marca – Modello	<b>POWER-ONE - AURORA TRIO-20.0-TL-OUTD</b>
Numero totale	<b>1</b>
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	<b>98.81 % (VERIFICATO)</b>
Tipo fase	<b>Trifase</b>





### Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C), sono verificate le seguenti disuguaglianze:

<b>TENSIONI MPPT</b>	
Vm a 70 °C (532.00 V) maggiore di Vmppt min. (250.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
Vm a -10 °C (739.82 V) minore di Vmppt max. (950.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>TENSIONE MASSIMA</b>	
Voc a -10 °C (880.52 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1 000.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>TENSIONE MASSIMA MODULO</b>	
Voc a -10 °C (880.52 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 000.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>CORRENTE MASSIMA</b>	
Corrente max. generata (34.72 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (50.00 A)	<b>VERIFICATO</b>

## Conduttori

Risultati						
Descrizione	Designazione	Sezione (mm <sup>2</sup> )	Lung. (m)	Corrente (A)	Portata (A)	Caduta di tensione (%)
Rete - Quadro generale	FG7R 0.6/1 kV	25.0	10.00	63.51	94.01	0.27
Quadro generale - Quadro fotovoltaico	FG7R 0.6/1 kV	25.0	3.00	63.51	94.01	0.08
Quadro fotovoltaico - I 1	FG7(O)R-0,6/1 kV	16.0	2.00	33.20	70.08	0.04
I 1 - Quadro CC	FG21M21PV3 (1500Vcc)	16.0	2.00	32.40	103.53	0.03
Quadro CC - S 1	FG21M21PV3 (1500Vcc)	6.0	85.00	8.10	51.84	0.82
Quadro CC - S 2	FG21M21PV3 (1500Vcc)	6.0	65.00	8.10	51.84	0.62
Quadro CC - S 3	FG21M21PV3 (1500Vcc)	6.0	45.00	8.10	51.84	0.43
Quadro CC - S 4	FG21M21PV3 (1500Vcc)	6.0	50.00	8.10	51.84	0.48
Quadro fotovoltaico - I 2	FG7(O)R-0,6/1 kV	16.0	2.00	30.31	70.08	0.04
I 2 - Quadro CC	FG21M21PV3 (1500Vcc)	16.0	2.00	32.40	103.53	0.03
Quadro CC - S 8	FG21M21PV3 (1500Vcc)	6.0	90.00	8.10	51.84	0.95
Quadro CC - S 7	FG21M21PV3 (1500Vcc)	6.0	85.00	8.10	51.84	0.89
Quadro CC - S 6	FG21M21PV3 (1500Vcc)	6.0	75.00	8.10	51.84	0.79
Quadro CC - S 5	FG21M21PV3 (1500Vcc)	6.0	60.00	8.10	51.84	0.63

## Quadri

Il dispositivo di interfaccia è esterno ai convertitori ed è costituito da: Contattore

Quadro generale	
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico differenziale</i>	
SPD uscita presente	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso	Dispositivo
Quadro fotovoltaico	Interruttore magnetotermico

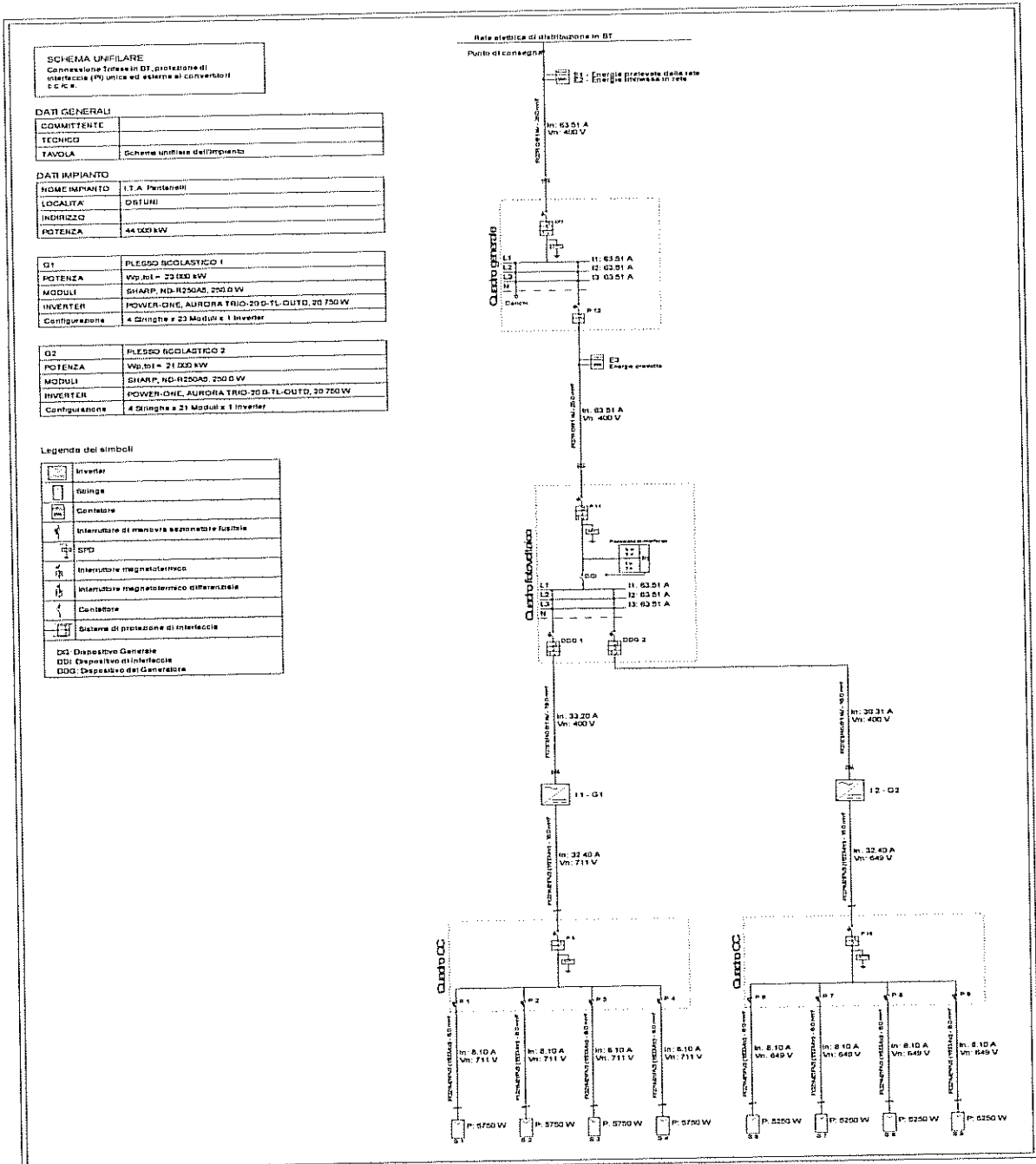
Quadro fotovoltaico	
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico differenziale</i>	
SPD uscita presente	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso	Dispositivo
I 1	Interruttore magnetotermico differenziale
I 2	Interruttore magnetotermico differenziale

Quadro CC	
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>	
SPD uscita presente	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso <b>S 1: Interruttore di manovra sezionatore fusibile</b>	
Ingresso <b>S 2: Interruttore di manovra sezionatore fusibile</b>	
Ingresso <b>S 3: Interruttore di manovra sezionatore fusibile</b>	
Ingresso <b>S 4: Interruttore di manovra sezionatore fusibile</b>	

Quadro CC	
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>	
SPD uscita presente	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso <b>S 8: Interruttore di manovra sezionatore fusibile</b>	
Ingresso <b>S 7: Interruttore di manovra sezionatore fusibile</b>	
Ingresso <b>S 6: Interruttore di manovra sezionatore fusibile</b>	
Ingresso <b>S 5: Interruttore di manovra sezionatore fusibile</b>	

## Schema unifilare

Il disegno successivo riporta lo schema unifilare dell'impianto, in cui sono messi in evidenza i sottosistemi e le apparecchiature che ne fanno parte.



Riepilogo potenze per fase			
Generatore / sottoimpianto	L1	L2	L3
FV-ES N.1/2	7.667 kW	7.667 kW	7.667 kW
FV-ES N.2/2	7.000 kW	7.000 kW	7.000 kW
<b>Totale</b>	<b>14.667 kW</b>	<b>14.667 kW</b>	<b>14.667 kW</b>

La differenza fra la potenza installata sulla fase con più generazione e quella con meno generazione risulta pari a: **0.000 kW**.

#### Moduli utilizzati

#### **DATI GENERALI**

Codice	<b>M.2240</b>
Marca	<b>SHARP</b>
Modello	<b>ND-R250A5</b>
Tipo materiale	<b>Si policristallino</b>

#### **CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC**

Potenza di picco [W]	<b>250.0 W</b>
Im [A]	<b>8.10</b>
Isc [A]	<b>8.68</b>
Efficienza [%]	<b>15.20</b>
Vm [V]	<b>30.90</b>
Voc [V]	<b>37.60</b>

#### **ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE**

Coeff. Termico Voc [%/°C]	<b>-0.3290</b>
Coeff. Termico Isc [%/°C]	<b>0.038</b>
NOCT [°C]	<b>47.5</b>
Vmax [V]	<b>1 000.00</b>

#### **CARATTERISTICHE MECCANICHE**

Lunghezza [mm]	<b>1 652.00</b>
Larghezza [mm]	<b>994.00</b>
Superficie [m <sup>2</sup> ]	<b>1.642</b>
Spessore [mm]	<b>46.00</b>
Peso [kg]	<b>19.00</b>
Numero celle	<b>60</b>

#### **NOTE**

Note	
------	--

## Inverter utilizzati

### **DATI GENERALI**

Codice	<b>I.D.0002</b>
Marca	<b>POWER-ONE</b>
Modello	<b>AURORA TRIO-20.0-TL-OUTD</b>
Tipo fase	<b>Trifase</b>

### **PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO**

VMppt min [V]	<b>250.00</b>
VMppt max [V]	<b>950.00</b>
Imax [A]	<b>50.00</b>
Vmax [V]	<b>1 000.00</b>
Potenza MAX [W]	<b>20 750</b>
Numero MPPT	<b>2</b>

### **PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA**

Potenza nominale [W]	<b>20 750</b>
Tensione nominale [V]	<b>400</b>
Rendimento max [%]	<b>98.20</b>
Distorsione corrente [%]	<b>3</b>
Frequenza [Hz]	<b>50</b>
Rendimento europeo [%]	<b>98.00</b>

### **CARATTERISTICHE MECCANICHE**

Dimensioni LxPxH [mm]	<b>1060x702x292</b>
Peso [kg]	<b>70.00</b>

### **NOTE**

Note

## 1.13 IMPIANTO FV A SERVIZIO DELL'AZIENDA AGRARIA: P<sub>n</sub>=12.75 kWp

### 1.13.1 Sito di installazione

Il sito di installazione è localizzato in zona foranea del Comune di Ostuni in Provincia di Brindisi, nella denominata Contrada San Lorenzo e ricade su fabbricato di proprietà provinciale destinato a deposito dell'Azienda Agraria di pertinenza dell'Edificio Scolastico sede dell'Istituto Tecnico Agrario "E. Pantanelli", catastalmente individuabile al Foglio 89 Particella 578.

La posizione del generatore fotovoltaico è individuabile dalle seguenti coordinate geografiche (WGS84): Latitudine 40°44'34.92"N; Longitudine 17°34'24.11"E; Altitudine 117 metri sul livello del mare.



Figura 12 - Stralcio di ortofoto: localizzazione dell'impianto fotovoltaico a servizio dell'Azienda Agraria

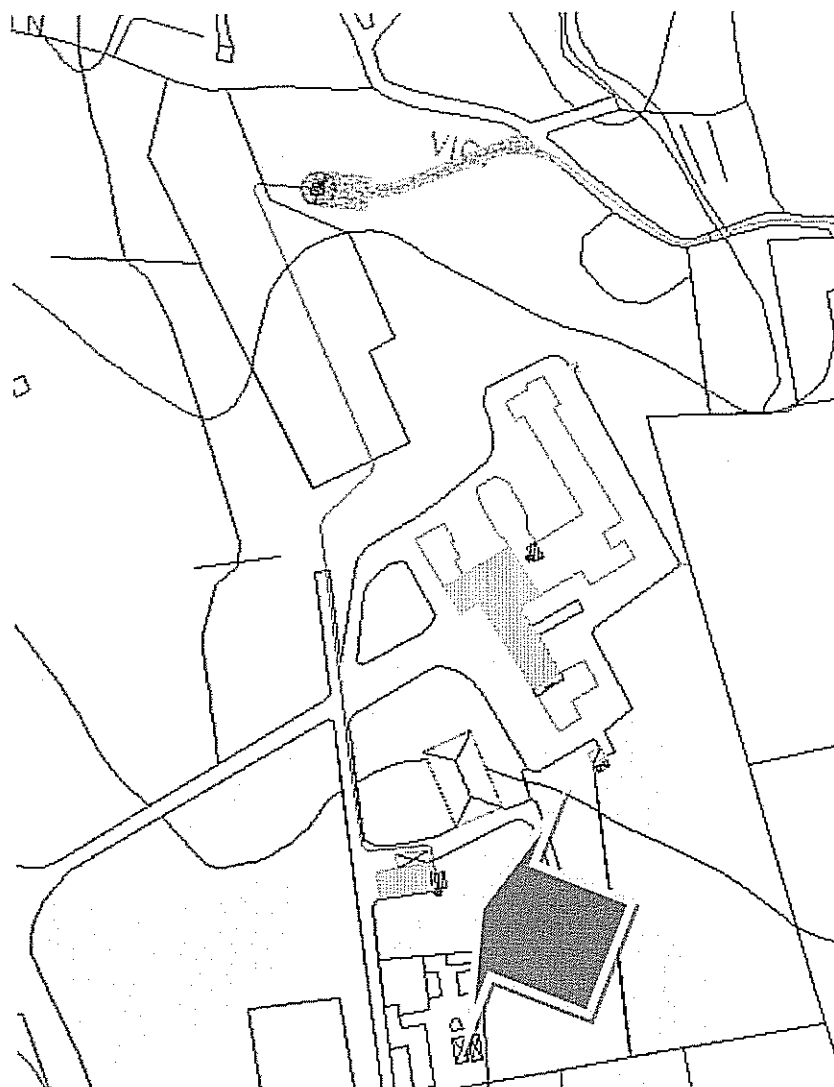


Figura 13- Stralcio di aerofoto: localizzazione dell'impianto fotovoltaico a servizio dell'Azienda Agraria



### 1.13.2 Distanziamento tra le file di moduli e dimensionamento impianto

L'impianto fotovoltaico a servizio dell'Azienda Agraria, identificato con la sigla FV-AA, è di tipo grid-connected, con allacciamento trifase alla rete in bassa tensione.

L'impianto sarà realizzato con moduli fotovoltaici in silicio policristallino con le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale modulo : 250 Wp
- Dimensioni: (mm 1652 x mm 994 mm 46)
- Peso del modulo: kg 19
- Superficie captante modulo : 1,642 m<sup>2</sup>
- Efficienza modulo: 15,2 % .

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture metalliche posizionate sulla copertura piana del fabbricato e disposte per file parallele, con inclinazione fissa di 20° rispetto al piano orizzontale e rivolti verso il Sud geografico (Azimut = + 8°). Tale disposizione ottimizza per la latitudine del luogo, il quantitativo annuale di energia solare captata dalla superficie dei moduli.

Le file sono disposte parallelamente con un interasse che garantisce uno spazio libero davanti ad ogni fila, tale da evitare ogni possibile ombreggiamento reciproco ed in maniera da ottimizzare l'occupazione delle aree esenti da ombre, disponibili sulla superficie interessata.

L'interdistanza tra le file viene determinata considerando il metodo dell'angolo limite alle ore 10:00 del 21 dicembre (solstizio di inverno, Azimuth = 29°13'), con altezza solare pari a circa 20°01' per la latitudine del sito in esame (40°44') e ricavato mediante l'applicativo SUNCHART Versione 1.0 – 1991 (ENEA Area Energetica – Dipartimento SIRE):

Giorno: 21 Dicembre      Latitudine: 40°44'      Declinazione: -23°27'

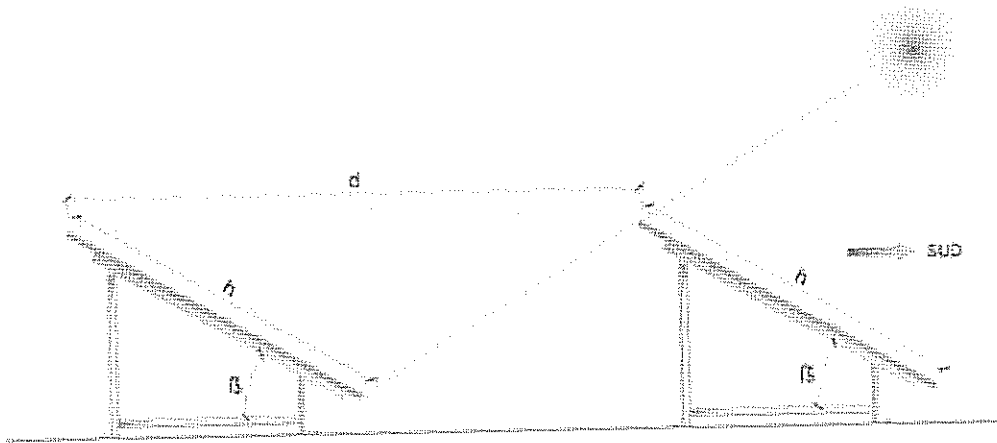
Ora alba: 7:28      Ora tramonto: 16:32

Durata del giorno: 9 ore 05 min

Ora 10:00

Altezza 20°01'

Azimut 29°13'



Modulo	Dati struttura		Altezza solare minima		D (m)
	h (m)	β (tilt)	Ora (h)	α (elevazione)	
Sharp ND-R250A5	1,652	20°	10:00	20°01'	2,90

$$D = L \cos(\beta) + (L \sin(\beta) \cos(g) / \tan(\alpha))$$

dove

- D = distanza tra le file
- β = angolo di inclinazione
- α = altezza solare
- g = azimut

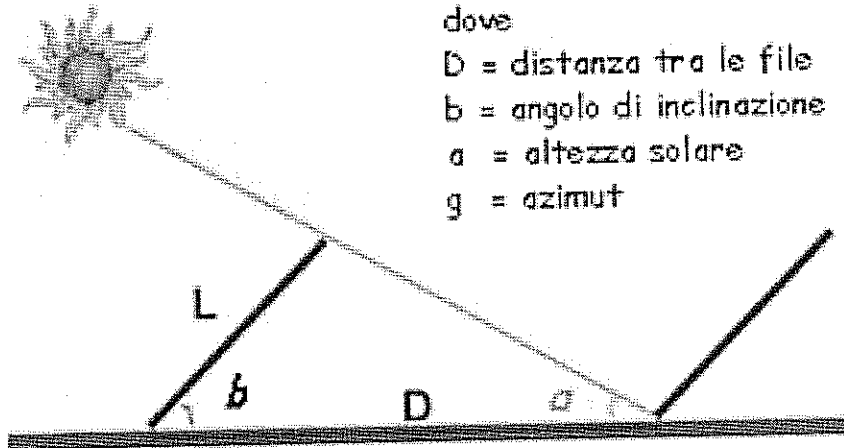


Figura 14: Calcolo dell'ombreggiamento

La superficie disponibile sulla copertura più elevata del fabbricato adibito a deposito dell'Azienda Agraria, di mq 190 circa, è congruente con una potenza nominale installata di 12.75 kWp ed una superficie complessivamente occupata dai moduli di circa 175 m<sup>2</sup>, tenendo conto dello spazio libero necessario per eliminare l'ombreggiamento reciproco tra file contigue.

Il generatore fotovoltaico risulta dimensionato nella consistenza di n.ro 51 moduli con una superficie captante di circa 84 m<sup>2</sup>, in un unico campo (corrispondente ad un unico inverter), costituito da strutture di sostegno su cui sono attestati moduli, elettricamente connessi in modo da realizzare una stringa di 17 moduli in serie:

- Campo 1: 3 stringhe in parallelo da 17 moduli in serie per stringa e quindi 51 moduli, con una potenza generata di circa 12,75 kW alla tensione continua di 525 V.

Le stringhe del campo fotovoltaico, in parallelo tra di loro, fanno capo ad un sistema di conversione (inverter), specifico per campi fotovoltaici, installato entro apposito alloggiamento, con uscita in corrente alternata a 400 V, 3 fasi, 50 Hz e fattore di potenza uguale a uno.

Dimensionamento Impianto FV – Azienda Agraria								
ID. CATASTALE FABBRICATO	TIPOLOGIA DI TETTO	MODULO / POTENZA	N° MODULI	POTENZA INSTALLABILE (kWp)	N. MODULI PER STRINGA	N. STRINGHE	N. QUADRI PARALLELO STRINGHE	N. INVERTER/TIPO
C.T. Foglio n.89 P.IIa n.578	PIANO	SHARP ND- R250A5 / 250W	51	12,75	17	3	1	1/POWER ONE AURORA PVI 12.5 TL OUTD

### 1.13.3 Producibilità dell'impianto

#### Calcolo dell'irraggiamento

Il sito individuato per la realizzazione degli impianti fotovoltaici ricade nel territorio del Comune di Ostuni (BR), cui si è fatto riferimento per la determinazione del valore della radiazione solare.

Le tabelle della norma UNI 10349 forniscono il valore di radiazione solare al suolo nella località presa come riferimento **1.668,03 kWh/m<sup>2</sup>** in base al quale, utilizzando il metodo della norma UNI 8477/1, è possibile calcolare il valore della radiazione solare sul piano dei moduli, nella loro inclinazione ed orientamento ottimali.

Per l'impianto fotovoltaico a servizio dell'Azienda Agraria, tale valore risulta pari a **1.790,98 kWh/m<sup>2</sup>**.

#### Calcolo dell'energia

Il calcolo dell'energia prodotta annualmente è stato effettuato ipotizzando l'impiego di moduli con celle in silicio policristallino ed aventi una efficienza nominale del **15,2 %**. E' stata altresì prudenzialmente considerata una efficienza di sistema "BOS" (elettrica, temperatura, ombreggiamento, riflessione etc) del **75%**. Il calcolo, nel seguito riportato, permette di concludere che mediamente l'energia prodotta sarà pari a **17541,18 kWh/anno**.

#### Energia producibile annualmente

L'impianto fotovoltaico previsto sulla copertura piana più elevata del fabbricato a servizio dell'Azienda Agraria è stato dimensionato in modo tale da costituire un campo fotovoltaico della potenza di **12,75 kW (STC)**, pari a **12,75 kVA** con fattore di potenza uguale a uno come richiesto dalla normativa vigente, in un unico generatore:

- Potenza nominale modulo : 250 Wp
- Superficie captante modulo : 1,642 m<sup>2</sup>
- Numero totale di moduli : 51
- N° stringhe: 3
- Numero di moduli fotovoltaici connessi in serie per stringa: 17 per stringa
- Superficie stringa: 27,91 m<sup>2</sup>
- Potenza nominale stringa: 4250 Wp
- Tipo moduli fotovoltaici: cristallini (poli)
- Superficie totale netta captante dei moduli: 83,74 m<sup>2</sup>
- Potenza campo: 12,75 kWp
- Irraggiamento medio annuo sul piano orizzontale (UNI 10439-UNI8477/1) : **1668,03 kWh/m<sup>2</sup>**
- Radiazione solare media annua sul piano dei moduli, Tilt 20°, Azimut= +8° (UNI 10439-UNI8477/1): **1838,83 kWh/m<sup>2</sup> anno**

- Energia radiante media annua captata ( $Eff.Moduli * Irr.solare * Sup.occupata$ ): **23406,07 kWh/anno**
- Efficienza del sistema (BOS) : 75%
- Efficienza media operativa : 15,2 %
- Producibilità dell'impianto: **17,5 MWh/anno**

### 1.13.4 Dati tecnici d'impianto

L'impianto presenta una potenza installata di **12.75 kW** con una produzione di energia annua pari a **17541.18 kWh** (equivalente a **1375.78 kWh/kW**), generata da 51 moduli con superficie captante complessiva di 84 m<sup>2</sup>, nella consistenza di un unico campo, individuato con la sigla FV-AA.

#### Scheda tecnica dell'impianto

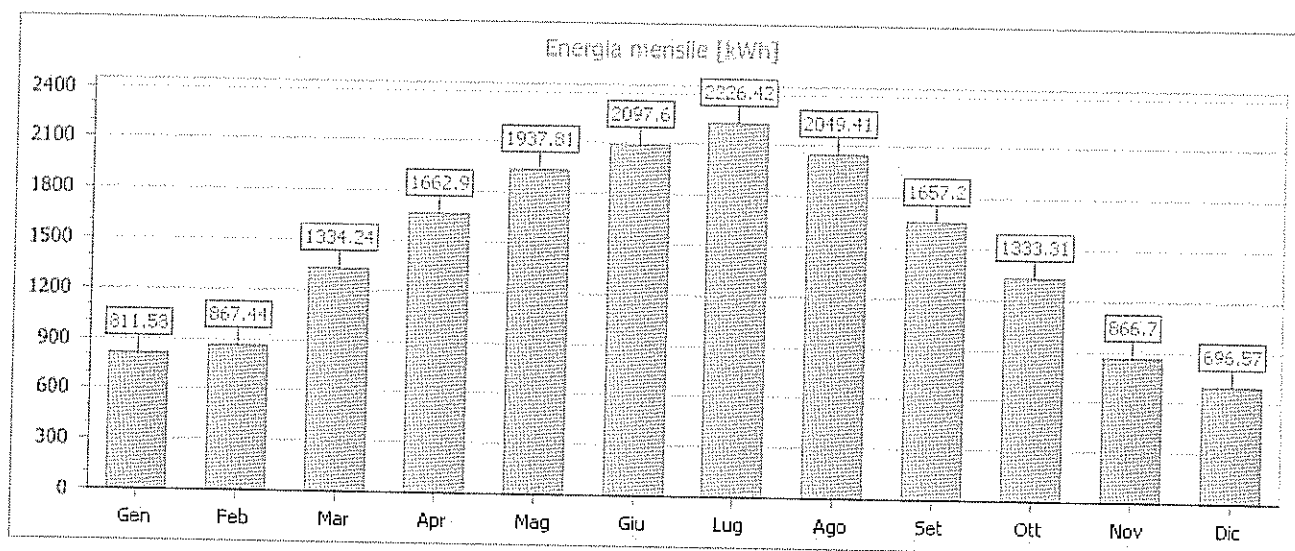
<b>Dati generali</b>	
Committente	<b>Azienda Agricola</b>
Indirizzo	<b>Contrada San Lorenzo</b>
CAP Comune (Provincia)	<b>72017 OSTUNI (BR)</b>
Latitudine	<b>40°.7311 N</b>
Longitudine	<b>17°.5808 E</b>
Altitudine	<b>218 m</b>
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	<b>1 668.03 kWh/m<sup>2</sup></b>
Coefficiente di ombreggiamento	<b>1.00</b>

<b>Dati tecnici</b>	
Superficie totale moduli	<b>83.74 m<sup>2</sup></b>
Numero totale moduli	<b>51</b>
Numero totale inverter	<b>1</b>
Energia totale annua	<b>17 541.18 kWh</b>
Potenza totale	<b>12.750 kW</b>
Potenza fase L1	<b>4.250 kW</b>
Potenza fase L2	<b>4.250 kW</b>
Potenza fase L3	<b>4.250 kW</b>
Energia per kW	<b>1 375.78 kWh/kW</b>
BOS	<b>74.97 %</b>

## Energia prodotta

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è **17541.18 kWh**.

Il grafico seguente riporta i valori dell'energia elettrica prodotta mensilmente:



**Figura 15 - Energia mensile prodotta dall'impianto**

### **L.13.5 Risparmio sul combustibile**

Considerando l'energia stimata come produzione del primo anno, 17541.18 kWh, e la perdita di efficienza annuale, 0.90 %, viene stimato il seguente risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo da fonti energetiche rinnovabile, espresso attraverso il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh], che individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

#### **Risparmio di combustibile**

<b>Risparmio di combustibile in</b>	<b>TEP</b>
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	3.28
TEP risparmiate in 20 anni	60.29

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2



### L.13.6 Riduzione emissioni in atmosfera

L'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

#### Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	422.0	0.394	0.410	0.020
Emissioni evitate in un anno [kg]	7 402.38	6.91	7.19	0.35
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	136 047.62	127.02	132.18	6.45

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2010

### 1.13.7 Generatore FV-AA

Il generatore identificato con la sigla FV-AA comprende n.ro 51 moduli con una superficie totale di 83.74 m<sup>2</sup>, presenta connessione alla rete elettrica del Distributore di tipo trifase, potenza installata di 12.75 kW e produzione annua di energia pari a 17541.18 kWh .

#### Scheda tecnica

<b>Dati generali</b>	
Posizionamento dei moduli	<b>Non complanare alle superfici</b>
Struttura di sostegno	<b>Fissa</b>
Inclinazione dei moduli (Tilt)	<b>20°</b>
Orientazione dei moduli (Azimut)	<b>-8°</b>
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	<b>1 838.83 kWh/m<sup>2</sup></b>
Numero superfici disponibili	<b>1</b>
Estensione totale disponibile	<b>212.84 m<sup>2</sup></b>
Estensione totale utilizzata	<b>212.84 m<sup>2</sup></b>
Potenza totale	<b>12.750 kW</b>
Energia totale annua	<b>17 541.18 kWh</b>

<b>Modulo</b>	
Marca – Modello	<b>SHARP - ND-R250A5</b>
Numero totale moduli	<b>51</b>
Numero di stringhe per ogni inverter	<b>3</b>
Numero di moduli per ogni stringa	<b>17</b>
Superficie totale moduli	<b>83.74 m<sup>2</sup></b>

<b>Inverter</b>	
Marca – Modello	<b>POWER-ONE - AURORA PVI-12.5-TL-OUTD</b>
Numero totale	<b>1</b>
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	<b>98.04 % (VERIFICATO)</b>
Tipo fase	<b>Trifase</b>

La figura seguente riporta la rappresentazione schematica della disposizione dei moduli per il generatore in esame:

POSIZIONAMENTO DEI MODULI

DATI GENERALI

COMMITENTE	
TECNICO	
TAVOLA	Posizionamento moduli

DATI IMPIANTO

NOME IMPIANTO	Azienda agricola
LOCALITA'	OSTUNI
INDIRIZZO	
POTENZA	12.750 kW

DATI GENERATORE

NOME	Azienda agricola
POTENZA	12.750 kW
MODULI	SHARP, ND-R250A5, 250 Ø W
INVERTER	POWER-ONE, AURORA PVI-12 5-TL-OUTD, 12 500 W

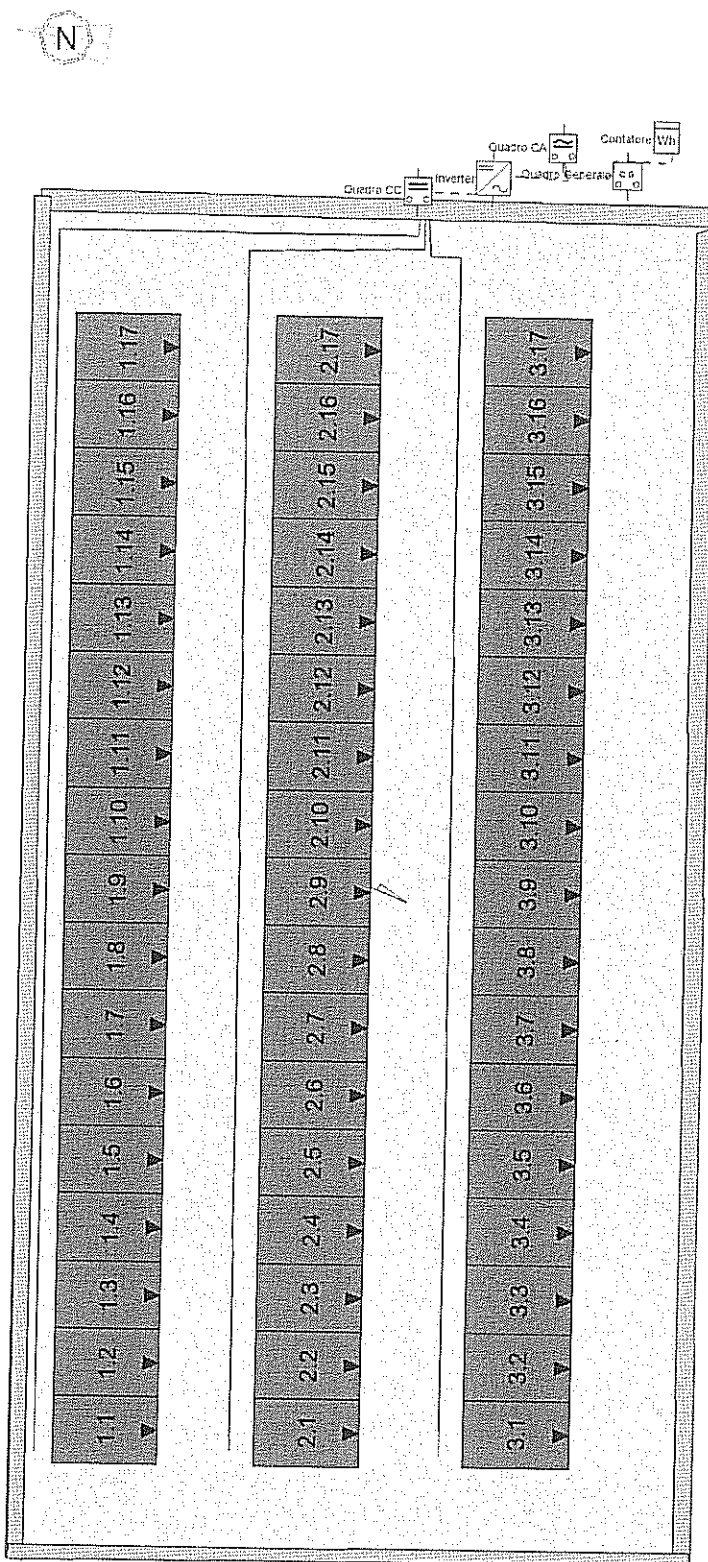


Figura 16 - Posizionamento dei moduli del generatore FV-AA

## Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C), sono verificate le seguenti disuguaglianze:

<b>TENSIONI MPPT</b>	
Vm a 70 °C (430.67 V) maggiore di Vmppt min. (360.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
Vm a -10 °C (598.90 V) minore di Vmppt max. (750.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>TENSIONE MASSIMA</b>	
Voc a -10 °C (712.80 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (900.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>TENSIONE MASSIMA MODULO</b>	
Voc a -10 °C (712.80 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 000.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

<b>CORRENTE MASSIMA</b>	
Corrente max. generata (26.04 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (36.00 A)	<b>VERIFICATO</b>

## Conduttori

<b>Risultati</b>						
<b>Descrizione</b>	<b>Designazione</b>	<b>Sezione (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Lung. (m)</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Portata (A)</b>	<b>Caduta di tensione (%)</b>
Rete - Quadro generale	FG7R 0.6/1 kV	35.0	10.00	18.40	116.13	0.06
Quadro generale - Quadro fotovoltaico	FG7R 0.6/1 kV	25.0	3.00	18.40	94.01	0.02
Quadro fotovoltaico - I 1	FG7(O)R-0,6/1 kV	10.0	2.00	18.40	56.09	0.04
I 1 - Quadro CC	FG21M21PV3 (1500Vcc)	10.0	2.00	24.30	76.56	0.05
Quadro CC - S 1	FG21M21PV3 (1500Vcc)	6.0	35.00	8.10	51.84	0.45
Quadro CC - S 2	FG21M21PV3 (1500Vcc)	6.0	30.00	8.10	51.84	0.39
Quadro CC - S 3	FG21M21PV3 (1500Vcc)	4.0	25.00	8.10	40.50	0.49

## Quadri

Il dispositivo di interfaccia è esterno ai convertitori ed è costituito da: Contattore

Quadro generale	
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico differenziale</i>	
SPD uscita presente	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso	Dispositivo
Quadro fotovoltaico	Interruttore magnetotermico

Quadro fotovoltaico	
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico differenziale</i>	
SPD uscita presente	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso	Dispositivo
I 1	Interruttore magnetotermico differenziale

Quadro CC	
<i>Protezione in uscita: Interruttore magnetotermico</i>	
SPD uscita presente	
<i>Protezione sugli ingressi</i>	
Ingresso <b>S 1</b> : Interruttore di manovra sezionatore fusibile	
Ingresso <b>S 2</b> : Interruttore di manovra sezionatore fusibile	
Ingresso <b>S 3</b> : Interruttore di manovra sezionatore fusibile	

## Schema unifilare

Il grafico successivo riporta lo schema unifilare dell'impianto, in cui sono evidenziati i sottosistemi e le apparecchiature che ne fanno parte.

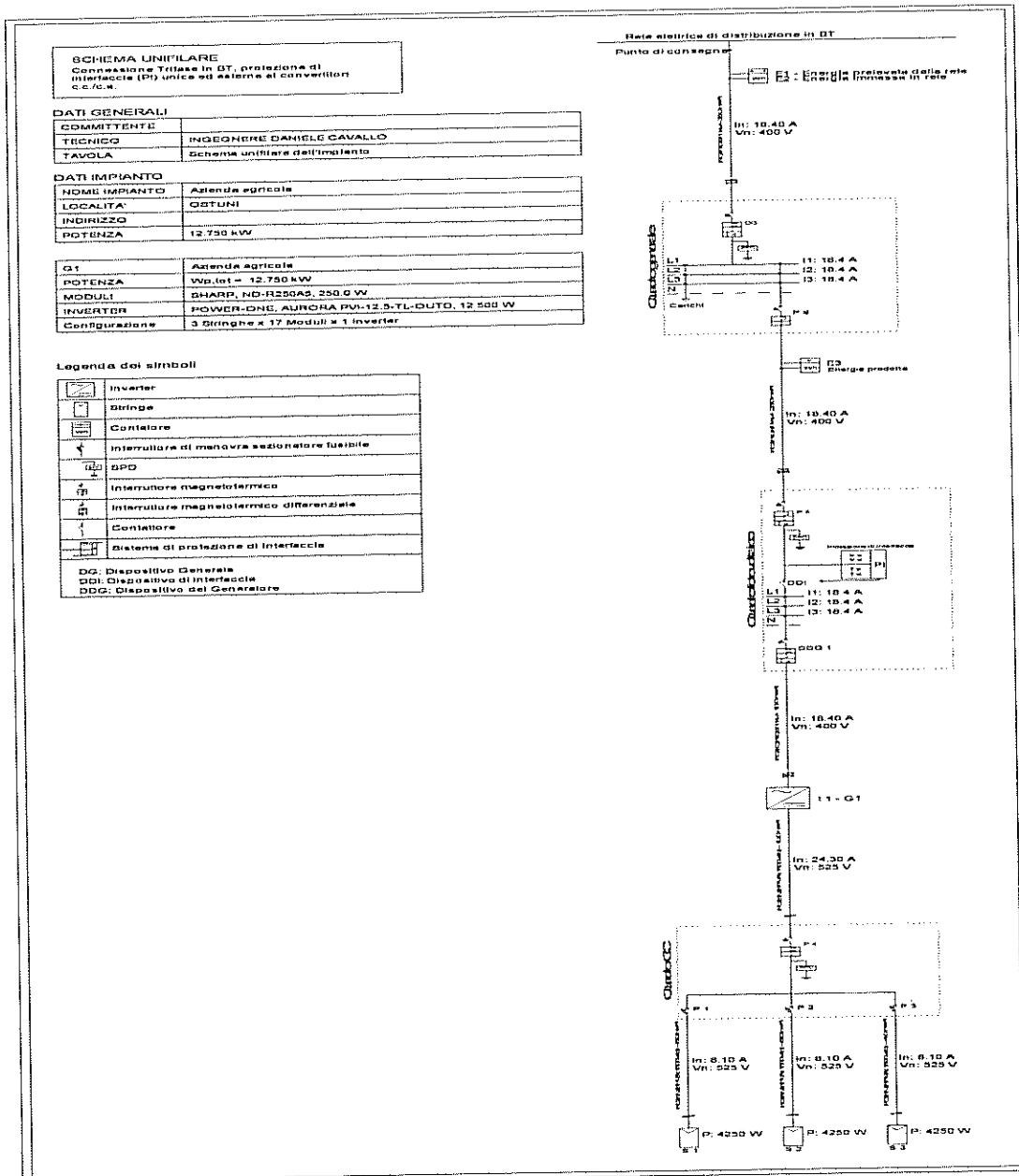


Figura 17 - Schema elettrico unifilare dell'impianto

Riepilogo potenze per fase			
Generatore / sottoimpianto	L1	L2	L3
Azienda agricola	4.250 kW	4.250 kW	4.250 kW
<b>Totale</b>	<b>4.250 kW</b>	<b>4.250 kW</b>	<b>4.250 kW</b>

La differenza fra la potenza installata sulla fase con più generazione e quella con meno generazione risulta pari a: **0.000 kW**.

#### Moduli utilizzati

#### **DATI GENERALI**

Codice	<b>M.2240</b>
Marca	<b>SHARP</b>
Modello	<b>ND-R250A5</b>
Tipo materiale	<b>Si policristallino</b>

#### **CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC**

Potenza di picco [W]	<b>250.0 W</b>
Im [A]	<b>8.10</b>
Isc [A]	<b>8.68</b>
Efficienza [%]	<b>15.20</b>
Vm [V]	<b>30.90</b>
Voc [V]	<b>37.60</b>

#### **ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE**

Coeff. Termico Voc [%/°C]	<b>-0.3290</b>
Coeff. Termico Isc [%/°C]	<b>0.038</b>
NOCT [°C]	<b>47.5</b>
Vmax [V]	<b>1 000.00</b>

#### **CARATTERISTICHE MECCANICHE**

Lunghezza [mm]	<b>1 652.00</b>
Larghezza [mm]	<b>994.00</b>
Superficie [m <sup>2</sup> ]	<b>1.642</b>
Spessore [mm]	<b>46.00</b>
Peso [kg]	<b>19.00</b>
Numero celle	<b>60</b>

#### **NOTE**

Note

## Inverter utilizzati

### **DATI GENERALI**

Codice	<b>I.D.0001</b>
Marca	<b>POWER-ONE</b>
Modello	<b>AURORA PVI-12.5-TL-OUTD</b>
Tipo fase	<b>Trifase</b>

### **PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO**

VMppt min [V]	<b>360.00</b>
VMppt max [V]	<b>750.00</b>
Imax [A]	<b>36.00</b>
Vmax [V]	<b>900.00</b>
Potenza MAX [W]	<b>12 800</b>
Numero MPPT	<b>2</b>

### **PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA**

Potenza nominale [W]	<b>12 500</b>
Tensione nominale [V]	<b>400</b>
Rendimento max [%]	<b>97.80</b>
Distorsione corrente [%]	<b>2</b>
Frequenza [Hz]	<b>50</b>
Rendimento europeo [%]	<b>97.20</b>

### **CARATTERISTICHE MECCANICHE**

Dimensioni LxPxH [mm]	<b>716x645x222</b>
Peso [kg]	<b>41.00</b>

### **NOTE**

Note



## APPENDICE 1A - Norme tecniche di riferimento

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

### Leggi e decreti

---

#### Normativa generale

- Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007:** Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.
- Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003:** attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Legge n. 239 del 23-08-2004:** riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.
- Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005:** attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006:** disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007:** attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.
- Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007:** testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.
- Decreto Legislativo del 30-05-2008:** attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
- Decreto 2-03-2009:** disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.
- Legge n. 99 del 23 luglio 2009:** disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010):** Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili)
- Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28:** Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

#### Sicurezza

- D.Lgs. 81/2008:** (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.
- DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

#### Secondo Conto Energia

- Decreto 19-02-2007:** criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.
- Legge n. 244 del 24-12-2007 (Legge finanziaria 2008):** disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato.
- Decreto Attuativo 18-12-2008 - Finanziaria 2008**

**DM 02/03/2009:** Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

#### Terzo Conto Energia

**Decreto 6 agosto 2010:** Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

#### Quarto Conto Energia

**Decreto 5 maggio 2011:** Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

### Norme Tecniche

---

#### Normativa fotovoltaica

**CEI 82-25** Edizione 09-2010: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

**CEI 82-25; V1** Edizione 10-2011: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

**CEI EN 60904-1(CEI 82-1):** dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

**CEI EN 60904-2 (CEI 82-2):** dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

**CEI EN 60904-3 (CEI 82-3):** dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

**CEI EN 61215 (CEI 82-8):** moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

**CEI EN 61646 (82-12):** moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

**CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

**CEI EN 61730-1 (CEI 82-27):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

**CEI EN 61730-2 (CEI 82-28):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

**CEI EN 62108 (82-30):** moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.

**CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

**CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

**CEI EN 50521 (CEI 82-31):** connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

**CEI EN 50524 (CEI 82-34):** fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

**CEI EN 50530 (CEI 82-35):** rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

**EN 62446 (CEI 82-38):** grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

**CEI 20-91:** cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

**UNI 8477:** energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta .

**UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

#### Altra Normativa sugli impianti elettrici

**CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

**CEI 0-16:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

**CEI 0-21:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

**CEI 11-20:** impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

**CEI EN 50438 (CT 311-1):** Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

**CEI 64-8:** impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

**CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

**CEI EN 60439 (CEI 17-13):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

**CEI EN 60445 (CEI 16-2):** Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

**CEI EN 60529 (CEI 70-1):** Gradi di protezione degli involucri (codice IP).

**CEI EN 60555-1 (CEI 77-2):** disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

**CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $I_n = 16$  A per fase).

**CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

**CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

**CEI EN 50470-1 (CEI 13-52):** Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

**CEI EN 50470-3 (CEI 13-54):** Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

**CEI EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini.

**CEI 81-3:** Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

**CEI 20-19:** Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

**CEI 20-20:** Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

**CEI 13-4:** Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

**CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008:** Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

## Delibere AEEG

---

### Connessione

**Delibera ARG-elt n. 33-08:** condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

**Delibera ARG-elt n.119-08:** disposizioni inerenti l'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

### Ritiro dedicato

**Delibera ARG-elt n. 280-07:** modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

### Servizio di misura

**Delibera ARG-elt n. 88-07:** disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

## Tariffe

**Delibera ARG-elt n. 111-06:** condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

**Delibera ARG-elt n.156-07:** approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07.

**TIV - Allegato A Delibera n. 156-07** (valido fino al 31-12-2011).

**TIV - Allegato A Delibera n. 156-07** (valido fino dal 01-01-2012).

**Delibera ARG-elt n. 348-07:** testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

**TIT - Allegato A Delibera n. 348-07** (2008-2011).

**TIC - Allegato B Delibera n. 348-07** (2008-2011)

**Deliberazione ARG-elt 199-11:** disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

**TIT - Allegato A Delibera n. 199-11** (2012-2015).

**TIME - Allegato B Delibera n. 199-11** (2012-2015).

**TIC - Allegato C Delibera n. 199-11** (2012-2015).

**Deliberazione ARG-elt n. 149-11:** attuazione dell'articolo 20 del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

**Deliberazione ARG-elt n. 228-10:** Aggiornamento per l'anno 2011 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Aggiornamento della componente UC6.

**TIS - Allegato A Delibera ARG-elt n. 107-09 (aggiornato):** Testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (Settlement).

**Deliberazione ARG-elt 231-10:** Aggiornamento per l'anno 2011 dei corrispettivi di dispacciamento di cui agli articoli 45, 46, 48 e 73 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06. Modificazioni per l'anno 2011 delle disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 e dell'Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (Testo Integrato Settlement, TIS).

**Deliberazione ARG-elt 232-10:** Aggiornamento per il trimestre gennaio - marzo 2011 delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela, determinazione del corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico S.p.A. per l'attività di acquisto e vendita di energia elettrica per i clienti in maggior tutela a titolo di acconto per l'anno 2011 e modifiche al TIV.

**Deliberazione ARG-com 236-10:** Aggiornamento per il trimestre gennaio - marzo 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

**Delibera ARG-elt n. 247-10:** determinazione dell'Autorità in merito alle richieste di ammissione al regime di reintegrazione dei costi presentate dagli utenti del dispacciamento ai sensi dell'articolo 63, comma 63.11, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 per l'anno 2011 e seguenti, nonché modificazioni e integrazioni alla deliberazione medesima.

**Deliberazione ARG-com 34-11:** aggiornamento per il trimestre aprile - giugno 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti.

**Deliberazione ARG-elt 83-11:** aggiornamento per il trimestre luglio - settembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti e modifiche al TIV.

**Deliberazione ARG-com 87-11:** aggiornamento per il trimestre 1 luglio - 30 settembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti. Avvio di procedimento per l'attuazione di disposizioni di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

**Deliberazione ARG-com 130-11:** aggiornamento per il trimestre 1 ottobre - 31 dicembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti. Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 e dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

#### TICA

**Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA:** testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

**Delibera ARG-elt n. 130-09:** Modifiche delle modalità e delle condizioni per le comunicazioni di mancato avvio dei lavori di realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica di cui alla deliberazione ARG-elt 99-08 (TICA).

**Deliberazione ARG-elt 187-11:** modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08, in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA), per la revisione degli strumenti al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

**Deliberazione ARG-elt 124/10:** Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

**Deliberazione ARG-elt 125/10:** Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).

**Deliberazione ARG-elt n. 181-10:** attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

**Delibera ARG-elt n. 225-10:** integrazione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, ai fini dell'attivazione degli indennizzi previsti dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 in materia di impianti fotovoltaici.

#### TISP

**Delibera ARG-elt n. 188-05:** definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/elt 74/08 e ARG/elt 1/09.

**Delibera ARG-elt n. 260-06:** modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

**TISP - Delibera ARG-elt n. 74-08:** testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

**Delibera ARG-elt n.1-09:** attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

## TEP

**Delibera EEN 3/08:** aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

## TIQE

**Deliberazione - ARG-elt 198-11:** testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

## Prezzi minimi

**Prezzi minimi garantiti per l'anno 2011.**

## Agenzia delle Entrate

---

- Circolare n. 46/E del 19/07/2007:** articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.
- Circolare n. 66 del 06/12/2007:** tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.
- Circolare n. 38/E del 11/04/2008:** articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 – Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.
- Risoluzione n. 21/E del 28/01/2008:** istanza di Interpello – Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia - nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 - Alfa S.p.A.
- Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008:** istanza di Interpello - Art. 7, comma 2, d. lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003.
- Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008:** trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto e dell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica di cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.
- Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009:** istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 – Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917.
- Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009:** interpello - Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 - ALFA – art.9 , DM 2 febbraio 2007.
- Circolare del 06/07/2009 n. 32/E:** imprenditori agricoli - produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti e di prodotti chimici derivanti prevalentemente da prodotti del fondo: aspetti fiscali. Articolo 1, comma 423, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e successive modificazioni.
- Risoluzione n. 3/2008:** accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici.

## GSE

---

- Il CONTO ENERGIA 2011/2013:** novità contenute nel decreto ministeriale DM 6 Agosto 2010.
- Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico terzo conto energia (dicembre 2010).
- Guida alla richiesta degli incentivi per gli impianti fotovoltaici: Decreto 6 agosto 2010. Ed. n. 1 Gennaio 2011.
- Regole tecniche per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal dm 6 agosto 2010 - terzo conto energia per il fotovoltaico (gennaio 2011).
- Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico (gennaio 2011).
- Guida all'utilizzo dell'applicazione web per la richiesta degli incentivi per il fotovoltaico con il "III conto energia" - DM 6/8/2010, Delibera Arg/elt 181/10
- Estratto della risoluzione della Agenzia delle Entrate: "trattamento fiscale del contributo in conto scambio di cui alla delibera AEEG n.74/2008".
- Regole tecniche sulla disciplina dello scambio sul posto, ed. III (gennaio 2011).

Prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato.

Regole applicative per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal DM 5 maggio 2011 (Dicembre 2011).

Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico (Agosto 2011).

Guida all'utilizzo dell'applicazione web per la richiesta degli incentivi per il fotovoltaico con il "IV conto energia"

Regole tecniche per l'iscrizione al registro per i grandi impianti fotovoltaici di cui al DM 5 maggio 2011.

## TERNA

---

**Gestione transitoria dei flussi informativi per GAUDÌ.**

**GAUDÌ - Gestione anagrafica unica degli impianti e delle unità di produzione.**

**FAQ GAUDÌ (Versione aggiornata il 11 aprile 2011).**

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

### Definizioni - Rete Elettrica

---

**Distributore**

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

**Rete del distributore**

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

**Rete BT del distributore**

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

**Rete MT del distributore**

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

**Utente**

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

**Gestore di rete**

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

**Gestore Contraente**

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

### Definizioni - Impianto Fotovoltaico

---

**Angolo di inclinazione (o di Tilt)**

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

**Angolo di orientazione (o di azimut)**

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

**BOS (Balance Of System o Resto del sistema)**

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

**Generatore o Campo fotovoltaico**

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

**Cella fotovoltaica**

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

**Condizioni di Prova Standard (STC)**

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

- Temperatura di cella:  $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$ .
- Irraggiamento:  $1000\text{ W/m}^2$ , con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

**Dispositivo del generatore**

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

**Dispositivo di interfaccia**

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

**Dispositivo generale**



Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

#### **Effetto fotovoltaico**

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

#### **Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico**

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m<sup>2</sup>), intesa come somma dell'area dei moduli.

#### **Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico**

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m<sup>2</sup>) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

#### **Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico**

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

#### **Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico**

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

#### **Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico**

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

#### **Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)**

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

#### **Impianto (o Sistema) fotovoltaico**

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

#### **Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore**

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

#### **Inseguitore della massima potenza (MPPT)**

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

#### **Energia radiante**

Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

#### **Irradiazione**

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

#### **Irraggiamento solare**

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

#### **Modulo fotovoltaico**

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

#### **Modulo fotovoltaico in c.a.**

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

#### **Pannello fotovoltaico**

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

#### **Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)**

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le

caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

**Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico**

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

**Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico**

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

**Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico**

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

**Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico**

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

**Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico**

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

**Radiazione solare**

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m<sup>2</sup>), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

**Sezioni**

"...l'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

- a) all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;
- b) ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;
- c) il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 88/07;
- d) a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;
- e) la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile...." (ARG-elt 161/08).

**Soggetto responsabile**

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

**Sottosistema fotovoltaico**

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

**Stringa fotovoltaica**

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

**Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)**

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

**Articolo 2, comma 2 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99)**

Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del decreto.

**Art. 9, comma 1 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99) L'attività di distribuzione**

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dell'ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

**Definizione di Edificio:** "...un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esterna che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturate per essere utilizzate come unità immobiliari a se stanti". (D. Lgs. n. 192 del 19 agosto 2005, articolo 2).

**Definizione di Ente locale:** ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull'ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità montane, le Comunità isolate e le Unioni di comuni. Le norme sugli Enti Locali si applicano, altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano Enti Locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei consorzi per la gestione dei servizi sociali. La legge 99/09 ha esteso anche alle Regioni, a partire dal 15/08/09, tale disposizione.

## APPENDICE 2A – Quadro di riferimento normativo

**Legge 9 gennaio 1991 n. 9 (Norme per l'attivazione del nuovo piano energetico nazionale. Aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi, geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali)**

L'art. 22 della legge stabilisce che la produzione di energia da fonte rinnovabile non sia più sottoposta a riserva di esclusiva a favore dell'ENEL (all'epoca di emissione della legge, ente pubblico). Le modalità di immissione dell'energia prodotta da fonte rinnovabile vengono così identificate; vettoriamento; scambio; cessione totale; cessione di eccedenze.

**Legge 9 gennaio 1991 n. 10 (Attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia)**

La legge stabilisce contributi a fondo perduto erogati dalle Regioni per la redazione di studi di fattibilità in materia di energie rinnovabili e per l'insediamento di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili. La stessa legge consente l'espropriazione per causa di pubblica utilità dei suoli sui quali insediare impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

**Provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi (C.I.P.) del 29 aprile 1992 n. 6**

La delibera ha stabilito prezzi incentivanti per la cessione all'ENEL dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili; le voci concorrenti alla definizione del prezzo sono:

Voce 1: costi evitati (di esercizio, di manutenzione e spese generali, di combustibile), riconosciuti per l'intera vita dell'impianto;

Voce 2: sovraccosti correlati ai maggiori oneri a carico del produttore in relazione alla specifica tipologia degli impianti, riconosciuti solo per i primi otto anni.

**Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79 (Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica)**

Tale decreto ha reso libere (art. 1) le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, riservando al gestore, concessionario dello Stato, le attività di trasmissione e dispacciamento. Per le piccole reti isolate viene stabilita (art. 7) una priorità a favore dell'utilizzo delle fonti rinnovabili.

L'art. 11 (energia elettrica da fonti rinnovabili) stabilisce che al fine di incentivare l'uso delle energie rinnovabili, a decorrere dal 2001 gli importatori e i soggetti responsabili degli impianti che, in ciascun anno, importano o producono energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota prodotta da impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva a quella di entrata in vigore del decreto. Tale obbligo si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh e la quota obbligatoria da fonti rinnovabili è inizialmente stabilita nel due per cento della suddetta energia eccedente i 100 GWh.

I soggetti obbligati potranno adempiere anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri produttori, purché immettano l'energia da fonti rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, o dal gestore della rete di trasmissione.

L'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili viene immessa nella rete di trasmissione nazionale a condizioni di precedenza rispetto alle altre fonti.

Lo stesso articolo inoltre stabilisce che le Regioni provvedano alla incentivazione delle fonti rinnovabili, confermando quindi la scelta strategica di fondo di promozione dello sviluppo e della diffusione dell'utilizzo di queste fonti.

#### **Decreto Ministero dell'Industria 11 novembre 1999**

Con il decreto in parola vengono stabilite le modalità per la emissione dei "certificati verdi", intesi come diritti associati, per i primi otto anni di esercizio successivi al periodo di collaudo ed avviamento, alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili: la contrattazione dei certificati verdi avverrà, a partire dal 1° gennaio 2001, in una sede apposita (borsa dell'energia) presso la quale i soggetti obbligati potranno acquistare certificati verdi a copertura della percentuale obbligata (inizialmente il 2%) stabilita per i produttori da fonte tradizionale.

Il GRTN assegna infatti ai produttori qualificati un numero di certificati verdi in base all'energia annua prodotta (ciascun certificato verde ha valore pari a 100 MWh di energia).

I certificati verdi sono oggetto di libero mercato ed in relazione all'art. 6 del D.M. 11/11/99 il Gestore del Mercato Elettrico organizzerà (data prevista: 01/01/03) una sede per la contrattazione dei certificati verdi.

L'emissione dei certificati verdi può avvenire sia "a consuntivo" che "a preventivo" in base alla producibilità attesa dell'impianto, con compensazione a consuntivo (sulla produzione dei due anni successivi).

#### **Direttiva Europea 2001/77/CE del 27 settembre 2001**

Direttiva sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

La Comunità ha riconosciuto la necessità di promuovere in via prioritaria le fonti energetiche rinnovabili poiché queste contribuiscono alla protezione dell'ambiente e allo sviluppo sostenibile. Esse possono inoltre creare occupazione locale, avere un impatto positivo sulla coesione sociale, contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti e permettere di conseguire gli obiettivi di Kyoto.

Entro il 27 ottobre 2002, e successivamente ogni cinque anni, gli Stati membri adottano e pubblicano una relazione che stabilisce per i dieci anni successivi gli obiettivi indicativi nazionali di consumo futuro di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili in termini di percentuale del consumo di elettricità. Il conseguimento di tali obiettivi, in linea con il valore globale del 12% dei consumi con una quota del 22,1% della produzione da fonti rinnovabili a livello comunitario, dovrà poi essere monitorato attraverso una costante attività di rilevazione e valutazione da parte degli Stati membri.

Peraltro la stessa direttiva prevede che entro il 2003 gli Stati membri definiscano criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori per garantire l'origine dell'elettricità prodotta dalle fonti energetiche rinnovabili.

Gli stessi Stati membri inoltre dovranno adottare le misure necessarie ad assicurare che i gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione garantiscano la trasmissione e la distribuzione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

Il valore di riferimento per la fissazione degli obiettivi indicativi nazionali dell'Italia relativi al contributo dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili al consumo lordo di elettricità entro il 2010 è stabilito dalla Direttiva stessa: Elettricità FER 1997 = 46,46 TWh (16%), Elettricità FER 2010 = 25%

### **Legge Costituzionale 18 ottobre 2001 n. 3 – Modifiche al titolo V della parte seconda della Costituzione**

La Legge Costituzionale 18 ottobre 2001 n. 3 – Modifiche al titolo V della parte seconda della Costituzione stabilisce che la produzione, il trasporto e la distribuzione nazionale dell'energia sia materia di potestà legislativa delle Regioni, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato.

### **Direttiva 2003/87/CE del 13 ottobre 2003**

La Direttiva 2003/87/CE del 13 ottobre 2003 ha istituito un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità.

### **D. Lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003**

Il Decreto Legislativo n. 387 del 29 dicembre 2003 ha recepito la direttiva europea sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, stabilendo le finalità di promozione delle fonti energetiche rinnovabili e sviluppo della microgenerazione elettrica da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane (art. 1).

A decorrere dal 2004 e fino al 2006 la quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili è incrementata dello 0,35% annuo; i successivi incrementi – sino al 2012 – sono stabiliti dal Ministro delle attività produttive (art. 4).

Gli impianti da fonte rinnovabile con potenza fino a 20 kW potranno essere connessi alla rete con modalità di scambio sul posto dell'energia elettrica a condizioni tecnico-economiche che saranno disciplinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (art. 6).

Viene introdotta la garanzia di origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili, purché la produzione annua non sia inferiore a 100 MWh (art. 11); il soggetto designato al rilascio è il Gestore della rete.

L'art. 12 stabilisce che le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti; la costruzione degli impianti, delle opere e delle infrastrutture connesse è soggetta ad un'unica autorizzazione regionale, a tal fine la regione competente convoca la Conferenza dei servizi. L'autorizzazione – rilasciata a seguito di un procedimento unico di durata non superiore a 180 giorni – costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto.

L'autorizzazione deve contenere peraltro l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi, a carico del soggetto esercente, a seguito della dismissione dell'impianto.

L'autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle regioni e delle province.

Gli impianti di produzione energetica da fonti rinnovabili possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici.

Le linee guida per lo svolgimento del procedimento unico saranno approvate in Conferenza unificata dei Ministri delle attività produttive, dell'ambiente e dei beni culturali; esse definiranno le modalità di corretto inserimento degli impianti con specifico riguardo agli impianti eolici nel paesaggio.

In attuazione di tali linee guida le regioni possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti.

L'energia prodotta da impianti eolici è ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore della rete alla quale l'impianto è collegato (art. 13).

La connessione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili alle reti elettriche dovrà avvenire in accordo alle specifiche direttive emanate, entro tre mesi dall'entrata in vigore del decreto, dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

#### **Legge 23 agosto 2004 n. 239**

La legge 23 agosto 2004 n. 239 di riordino del settore energetico ha definito la microgenerazione come produzione di energia con capacità non superiore a 1 MW da assoggettare, per l'installazione, a norme autorizzative semplificate. Inoltre il valore dei certificati verdi emessi ai sensi del decreto legislativo n. 79/99 viene stabilito in 0,05 GWh o multipli.

La Delibera dell'Autorità per l'Energia n. 280/07 individua nel GSE il soggetto preposto al ritiro commerciale dell'energia con prezzo minimo di cessione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili pari a (aggiornamento 2010) 0,1018 Euro/kWh (fino a 500.000 kWh/annui), mentre il prezzo di cessione del CV è fissato dal GSE in 0,11282 Euro/kWh (art. 2 comma 148 L. 244/07).

La Delibera dell'Autorità per l'Energia ARG/elt n. 74/08 ha aggiornato le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW e impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007.

#### **Legge del 24 dicembre 2007 n. 244**

La Legge del 24 dicembre 2007 n. 244 (Finanziaria 2008 – art. 2 comma 145) ha introdotto un innovativo sistema incentivante che riconosce per la durata di 15 anni una tariffa onnicomprensiva di 30 eurocent/kWh per la produzione di energia da fonte eolica fino a 200 kW di potenza installata. Tale incentivo è regolato con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 dicembre 2008 (pubblicato in G.U. n. 1 del 2 gennaio 2009).

La stessa Legge 244/2007 ha altresì esteso lo scambio sul posto sino a 200 kW di potenza eolica installata ed introdotto per potenze inferiori a 60 kW (comma 161 – tabella A – fonte eolica) l'applicazione della disciplina di Denuncia Inizio Attività (D.I.A.) di cui agli art. 22 e 23 del Testo Unico D.P.R. 6 giugno 2001 n. 380 e successive modificazioni.

L'Autorità per l'Energia – con delibera del 23 luglio 2008 – ARG/elt99/08 – TICA (testo integrato delle connessioni attive) - ha stabilito il limite di potenza fino a 100 kW per la connessione in BT (trifase) dal 1° gennaio 2009, con pratica da presentare al gestore locale della rete elettrica.

L'Autorità per l'Energia - con delibera ARG/elt n. 1/09 - ha dato attuazione all'art. 2 comma 153 della Legge 244/07 ed all'art. 20 del Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili per il tramite della tariffa fissa onnicomprensiva.

#### **Decreto Ministeriale 10 settembre 2010**

Con Decreto Ministeriale del 10 settembre 2010 sono state emanate le Linee Guida per il procedimento di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili: all'art.12.6 delle Linee Guida è stabilito che sono realizzabili mediante Denuncia Inizio Attività (oggi aggiornata in S.C.I.A. Segnalazione Certificata Inizio Attività) gli impianti eolici aventi capacità di generazione inferiore alla soglia di 60 kW indicata alla tabella A allegata al D.Lgs. 387/2003, come introdotta dall'art. 2, comma 161, della legge n. 244 del 2007.

#### **Regolamento Regione Puglia n. 24 del 30 dicembre 2010**

Con Regolamento Regionale n. 24 del 30 dicembre 2010, la Regione Puglia ha emanato le Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, che individua le aree e i siti non idonei all'installazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili sul territorio della Regione Puglia. Per impianti eolici di potenza compresa tra 20 e 60 kW è prevista l'applicazione del regime autorizzativo di SCIA, ovvero DIA (per aree sottoposte a vincoli ambientali, paesaggistici e culturali).

#### **Decreto MSE 6 luglio 2012**

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 6 luglio 2012, definisce e regola l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici. La vita utile degli impianti eolici on-shore viene disposta in 20 anni e le tariffe incentivanti vengono suddivise in 5 sulla base della potenza installata: da 0 a 20 kW (291 €/MWh), da 20 a 200 kW (268 €/MWh), da 200 a 1000 kW (149 €/MWh), da 1000 a 5000 kW (135 €/MWh), maggiore di 5000 kW (127 €/MWh). Lo stesso decreto istituisce l'iscrizione preventiva ad un apposito registro per gli impianti eolici di potenza superiore a 60 kW.



- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata ed a 1500 V in corrente continua;
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi a continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato ;
- CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-21:2012-6 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti Attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 0-21;V1:2012-12 Foglio di interpretazione - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti Attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.



# SHARP

SERIE ND ( 60 celle )  
MODULI IN POLICRISTALLINO  
250 | 245 | 240 | 235 | 230 | 225 | 220 W



## Il Fotovoltaico protegge l'ambiente

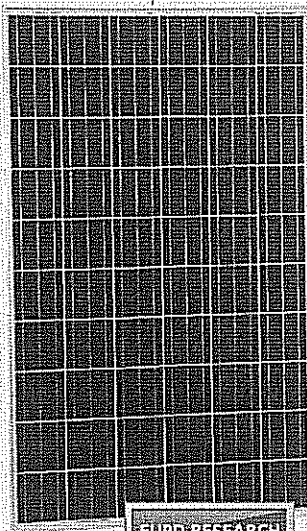
SHARP OLTRE 50 ANNI DI ESPERIENZA

### SHARP - TECNOLOGIA

Sharp, con oltre 50 anni di esperienza nel settore fotovoltaico, offre un continuo contributo allo sviluppo con nuovi standard tecnologici.

I moduli della serie ND sono stati progettati per applicazioni che richiedono alte prestazioni di potenza elettrica. Questi moduli in silicio policristallino forniscono un risultato continuo ed affidabile anche in condizioni climatiche non ottimali.

TECNOLOGIA - SICUREZZA  
GARANZIA ED EFFICIENZA



### Caratteristiche del prodotto

- ☒ Moduli in silicio policristallino ad alte prestazioni: con celle da (156,5 mm)<sup>2</sup> efficienza del modulo fino a 15,2%.
- ☒ Tecnologia 3 busbar per aumentare la potenza in uscita.
- ☒ Vetro anti riflesso per aumentare l'assorbimento della luce.
- ☒ Tolleranza positiva da 0 a +5%.
- ☒ Saranno consegnati soltanto moduli con potenza uguale o superiore a quella specificata.
- ☒ Migliorato il coefficiente di temperatura per ridurre le perdite di potenza con alte temperature.
- ☒ Prestazioni elevate anche in condizioni di bassa irradiazione.

### Qualità Sharp

I parametri sono definiti dagli standard di qualità della Sharp Solar. Continui controlli garantiscono alti livelli di qualità. Tutti i moduli sono sottoposti a controlli visivi, meccanici, ed elettrici. Questo è garantito dall'etichetta Sharp originale, dalla matricola e dalla garanzia Sharp:

- ☒ 10-anni garanzia prodotto per le consegne effettuate da Sharp Electronics Italia S.p.A. dal 1 Gennaio 2012
- ☒ 10-anni prestazioni garantite al 90% della potenza
- ☒ 25-anni prestazioni garantite all' 80% della potenza

### Certificazioni

Tutti i moduli sono testati e certificati secondo le norme

- ☒ IEC/EN 61215 e IEC/EN 61730, Application class A
- ☒ Safety class II
- ☒ CE

Sharp è certificata

- ☒ ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004

Dati elettrici (STC)									
		ND-R250A5	ND-R245A5	ND-R240A5	ND-R235A5	ND-R230A5	ND-R225A5	ND-R220A5	
Potenza di picco	$P_{max}$	250	245	240	235	230	225	220	$W_p$
Tensione a circuito aperto	$V_{oc}$	37.6	37.3	37.2	36.8	36.4	36.0	35.6	V
Corrente di corto circuito	$I_{sc}$	8.68	8.62	8.57	8.49	8.41	8.33	8.25	A
Tensione alla massima potenza	$V_{mpp}$	30.9	30.7	30.4	30.3	30.3	30.2	30.0	V
Corrente alla massima potenza	$I_{mpp}$	8.10	7.99	7.90	7.76	7.61	7.46	7.35	A
Efficienza del modulo	$\eta_m$	15.2	14.9	14.6	14.3	14.0	13.7	13.4	%

STC = Standard Test Conditions: irradiazione 1,000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, temperatura delle celle 25°C.  
 le caratteristiche elettriche considerate sono entro ±10% dei valori indicati di  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  e da 0 a +5% of  $P_{max}$  (power measurement tolerance ±3%).

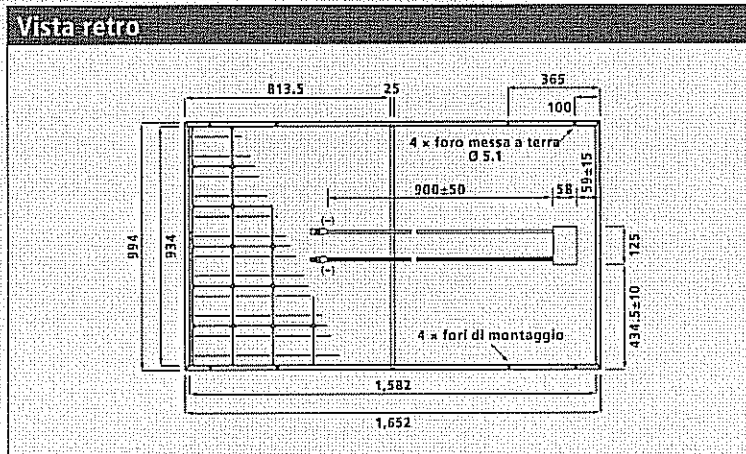
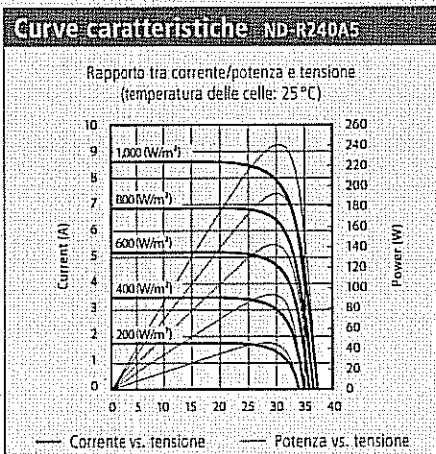
Dati elettrici (at NOCT)									
		ND-R250A5	ND-R245A5	ND-R240A5	ND-R235A5	ND-R230A5	ND-R225A5	ND-R220A5	
Potenza di Picco	$P_{max}$	180.2	176.6	173.0	169.3	165.7	162.1	158.5	$W_p$
Tensione a circuito chiuso	$V_{oc}$	36.7	36.4	36.4	36.0	35.6	35.2	34.8	V
Corrente di corto circuito	$I_{sc}$	7.0	6.96	6.92	6.85	6.79	6.72	6.66	A
Tensione alla massima potenza	$V_{mpp}$	27.7	27.5	27.2	27.1	27.1	27.0	26.8	V
Nominal Operating Cell Temperature	NOCT	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	°C

NOCT: Module operating temperature at 800 W/m<sup>2</sup> irradiance, air temperature of 20°C, wind speed of 1 m/s.

Valori limite	
Tensione massima di sistema	1,000 V DC
Massima corrente inversa	15 A
Temperature range	-40 to +90 °C
Massima resistenza al carico	2,400 N/m <sup>2</sup>

Dati meccanici	
Altezza	1,652 mm (+/-3.0 mm)
Larghezza	994 mm (+/-2.0 mm)
Spessore	46 mm (+/-0.8 mm)
Peso	19 kg

Coefficiente di temperatura	
$P_{max}$	-0.440% / °C
$V_{oc}$	-0.329% / °C
$I_{sc}$	+0.038% / °C



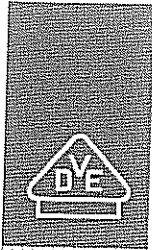
General data	
Celle	In silicio policristallino, 156.5 mm x 156.5 mm, 60 celle in serie
Vetro frontale	vetro temperato, 3 mm
Cornice	Legia di alluminio anodizzato
Scatola di connessione	PPE/PP0 resina, IP65 rating, 58 x 125 x 15 mm, 3 diodi bypass
Cavi	4 mm <sup>2</sup> , lunghezza 900 mm
Connettori	SMK (MC4 compatibili), Tipo CCT9901-2361F/2451F (Catalogo no. P51-7H/R51-7), IP67 rating

To extend the module connection leads, only use SMK connector from the same series or MultiContactAG MC4 connector (PV-KST04/PV-KBT04)

Sharp Electronics (Italia)S.p.A.  
 Via Lampedusa, 13  
 20141 Milano  
 Tel: +39(02)895951  
 Fax: +39(02)89530895

**SHARP**

La foto in prima pagina mostra un impianto di 13 kW fatto nella Germania settentrionale.  
 Note: I dati tecnici sono soggetti a cambiamenti senza preavviso. Prima di utilizzare i prodotti Sharp, richiedete l'ultimo data sheet aggiornato e Sharp non sarà responsabile per danni causati a dispositivi collegati ai prodotti Sharp sulla base di informazioni non verificate. Le istruzioni operative e di installazione si trovano nell'apposito manuale di installazione. Questi moduli non devono essere collegati direttamente ad un carico.



# ZERTIFIKAT CERTIFICATE

für die überwachte Fertigungsstätte  
*for the approved Place of Manufacture*

Sharp Manufacturing Co. of UK  
A Division of Sharp Elect. (UK) Ltd  
Sharp House, Davy Way  
LLAY WREXHAM CLWYD WALES  
LL12 0PG  
UNITED KINGDOM  
Fertigungsstätten Nr. /Factory No.: 30008999

Die Überwachung der Fertigungsstätte erfolgte nach dem europäischen Werksinspektions-Verfahren auf Basis der folgenden Schriftstücke: / *The surveillance of the factory was performed according to the European Factory Inspection Procedure based on the following documents:*

**ECS/CIG 021 – 024**  
Mai/May 2009

**Werksinspektionsverfahren, Harmonisierte Anforderungen/  
Factory Inspection Procedure - Harmonized Requirements**

Die Anforderungen wurden erfüllt. / *The requirements have been fulfilled.*

Datum der letzten Inspektion: / *Date of last inspection:*

2011-08-09

Produktkategorie: Siehe Anhang /  
*Product Category: See Appendix*

**VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH**  
Werksinspektion und Konformitätsüberwachung  
**VDE Testing and Certification Institute**  
*Factory Inspection and Conformity Control*

Inspektionsstelle / *Inspection Body*

Thomas Bilz

Datum / *Date:* 2011-09-01

Merianstrasse 28, 63069 Offenbach, Deutschland / *Germany*  
Telefon / *Phone:* +49 69 83 06-0, Telefax / *fax:* +49 69 83 06-555

---

Dieses Zertifikat ist nicht übertragbar auf andere Fertigungsstätten und berechtigt nicht zum Führen eines VDE-Zeichens. /  
*This certificate is not transferable to other places of manufacture and does not authorize to use any VDE Mark.*

Die VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH ist durch die Deutsche Akkreditierungsstelle DAkkS akkreditiert./  
*The VDE Testing and Certification Institute is accredited by the German Accreditation Body DAkkS.*

**VDE**  
INSTITUT

**VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH**  
**VDE Testing and Certification Institute**

Anhang zum Fertigungsstättenzertifikat  
Appendix to Factory Inspection Certificate  
**30008999**

Name und Sitz der Fertigungsstätte / *Name and registered seat of the place of manufacture*  
**Sharp Manufacturing Co. of UK, A Division of Sharp Elect. (UK) Ltd, Sharp House, Davy Way,**  
**LLAY WREXHAM CLWYD WALES, LL12 0PG, UNITED KINGDOM**

Datum / Date    Seite / Page  
2011-09-01        1

Dieses Blatt gilt nur in Verbindung mit Blatt 1 des Zertifikats für die überwachte Fertigungsstätte.  
*This supplement is only valid in conjunction with page 1 of the certificate for the surveilled place of manufacture.*

**Datum der letzten Inspektion / *Date of last inspection:***  
**2011-08-09**

**Produkt-Kategorie:**

Terrestrische kristalline  
Silizium-PV-Module

**Product Category:**

*Crystalline silicone  
terrestrial PV-Modules*

**Kunde / Client:** Sharp Corporation Solar Systems Group, Nara, JAPAN

**Typ(en) / Type(s)**

**ND-X**  
**NU-X**  
**NE-X**  
**NT-X**

Weitere Informationen siehe Anhang Seite 2 / *further information see Appendix page 2.*



VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH • Testing and Certification Institute

Merianstrasse 28, D-63309 Offenbach

Phone: +49 (0) 69 83 06-0  
Telefax: +49 (0) 69 83 06-555

VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH  
VDE Testing and Certification Institute

Appendix to Factory Inspection Certificate

30008999

Date  
2011-09-01

Page  
2

VDE ID. No.	License Holder	Name	Address
5008178		Sharp Corporation Solar Systems Group	282-1, Hajikami, Katsuragi-shi, NARA 639-2198, JAPAN

**Product** Crystalline silicone terrestrial PV-Modules

**License No.** 40021391, 40033248  
**Standard(s)** IEC 61215 Ed.2, IEC 61730 Ed.1, IEC 61730-2 Ed.1

**Type(s)**

ND-X	NU-X	X replaces the model number. Further information see VDE license.
NE-X	NT-X	

VDE Factory ID. No.	Name	Address
30008999	Sharp Manufacturing Co. of UK, A Division of Sharp Elect. (UK) Ltd	Sharp House, Davy Way LLAY WREXHAM CLWYD WALES LL12 0PG UK

Identification / Serial number	Process steps in factory	Yes		No	
		Yes	No	Yes	No
xxx4xxxxx	Cells stringing	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Assembly / Lamination	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	Electrical tests / Classification	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

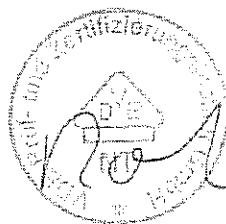
The above listed Identification/Serial numbers are recognized at VDE for Sharp Modules, manufactured in the factory location(s) mentioned above.

These factories are under continuous surveillance according to the Harmonized Factory Inspection Procedure. Each Module is completely assembled in one of the factories, listed above. According to the certification procedures of the VDE Testing and Certification Institute the movement of semi-finished Modules between the factories is in general not permitted by VDE.

Therefore the above mentioned module types, produced in this factory, are in compliance with the requirements of the "TECHNICAL RULE AND GUIDELINE OF GSE 07/2011 (ARTICLE 14-D of IV CONTO ENERGIA DM 05/05/2011 - "MADE IN EU").

VDE Testing and Certification Institute  
New Technologies (NT)  
Photovoltaics, Modules & Systems

i. A. Arnd Roth  
Offenbach, 2011-09-01



A COMPANY OF THE VDE ASSOCIATION FOR ELECTRICAL, ELECTRONIC & INFORMATION TECHNOLOGIES



Managing Director  
Dipl.-Ing./Dipl.-Kfm. Wilfried Jäger  
Merianstrasse 28  
D-63069 Offenbach  
Phone: +49 (0) 69 83 06-0  
Fax: +49 (0) 69 83 06-555  
E-mail: vde-institut@vde.com  
http://www.vde.com

Venue:  
Offenbach/Main  
HRB 43618  
VAT-IDNo.: DE261922990  
Tax No.: 04425092566

Make Payments to  
Commerzbank AG  
BLZ 500 800 00  
Account-No.: 196 027 000  
S.W.I.F.T.-Code:  
DRES DE FF XXX  
IBAN  
DE 9150080000198027000

Notified Body according to the Equipment and Product Safety Act (GPSG) for technical work equipment and consumer products. Notified body according to the EMC Directive 2004/108/EG for Electromagnetic Compatibility (EMC). Accredited by DAR accreditation bodies according to DIN EN ISO/IEC 17020, 17021, 17025 and DIN EN 45011. Accredited by: IEC – International Electrotechnical Commission – IECCE/CB, IECQ and CENELEC – European committee for Electrotechnical Standardization – CCA, HAR, ENEC.

# VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut

## ZEICHENGENEHMIGUNG MARKS APPROVAL

Sharp Corporation  
Solar System Division  
282-1, Hajikami, Katsuragi-shi  
NARA 639-2198  
JAPAN

ist berechtigt, für Ihr Produkt /  
is authorized to use for their product

Terrestrische Photovoltaik-Module mit Silizium-Solarzellen  
Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules

die hier abgebildeten markenrechtlich geschützten Zeichen  
für die ab Blatt 2 aufgeführten Typen zu benutzen /  
the legally protected Marks as shown below for the types referred to on page 2 ff.



Geprüft und zertifiziert nach /  
Tested and certified according to

DIN EN 61215 (VDE 0126-31):2006-02; EN 61215:2005-08  
DIN EN 61730-1 (VDE 0126 Teil 30-1):2007-10; EN 61730-1:2007-05  
DIN EN 61730-2 (VDE 0126 Teil 30-2):2007-10; EN 61730-2:2007-05  
IEC 61215(ed.2)  
IEC 61730-1(ed.1)  
IEC 61730-2(ed.1)



VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut  
VDE Testing and Certification Institute  
Zertifizierungsstelle / Certification

Aktenzeichen: 5008178-3972-0001 / 87559

File ref.:

Ausweis-Nr. 40021391

Blatt 1

Certificate No.

Page

Weitere Bedingungen siehe Rückseite und Folgeblätter /  
further conditions see overleaf and following pages

Offenbach, 2007-06-29

(letzte Änderung/updated: 2008-06-17)

VDE Zertifikate sind nur gültig bei Veröffentlichung unter:  
VDE certificates are valid only when published on:

<http://www.vde.com/zertifikat>  
<http://www.vde.com/certificate>

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.





# VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut Zeichengenehmigung

Ausweis-Nr. / Blatt /  
Certificate No. page  
40021391 2

Name und Sitz des Genehmigungs-Inhabers / Name and registered seat of the Certificate holder  
Sharp Corporation Solar System Division, 282-1, Hajikami, Katsuragi-shi, NARA 639-2198, JAPAN

Aktenzeichen / File ref.  
5008178-3972-0001 / 87559 / FG13 / ROT

letzte Änderung / updated Datum / Date  
2008-06-17 2007-06-29

Dieses Blatt gilt nur in Verbindung mit Blatt 1 des Zeichengenehmigungsausweises Nr. 40021391.  
*This supplement is only valid in conjunction with page 1 of the Certificate No. 40021391.*

## Terrestrische Photovoltaik-Module mit Silizium-Solarzellen *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules*

Typ(en) / Type(s):

- A) ND-X
- B) NU-X
- C) NE-X
- D) NT-X

Struktur der Typenbezeichnung <i>Structure of typename</i>	Siehe Anlage 1 - 4 <i>See Appendix 1 - 4</i>
Maximale Systemspannung <i>Maximum system voltage</i>	siehe Anlage 1 - 4 <i>see Appendix 1 - 4</i>
Schutzklasse <i>Class</i>	II
Anwendungsklasse <i>Class of application</i>	A
Brennbarkeitsprüfung <i>Burning test</i>	Brandklasse C. <i>Fire safety class C.</i>
Max. Überstromschutz <i>Max. Over-current protection rating</i>	10 A für/for C + D. 15 A für/for A + B.

Fortsetzung siehe Blatt 3 /  
*continued on page 3*

VDE Testing and Certification Institute \* Institut VDE d'Essais et de Certification

Merianstrasse 28, D-63069 Offenbach

Phone +49 (0) 69 83 06-0  
Teletax +49 (0) 69 83 06-555

# VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut Zeichengenehmigung

Ausweis-Nr. / Blatt /  
Certificate No. / page  
40021391 3

Name und Sitz des Genehmigungs-Inhabers / Name and registered seat of the Certificate holder  
Sharp Corporation Solar System Division, 282-1, Hajikami, Katsuragi-shi, NARA 639-2198, JAPAN

Aktenzeichen / File ref.  
5008178-3972-0001 / 87559 / FG13 / ROT

letzte Änderung / updated Datum / Date  
2008-06-17 2007-06-29

Dieses Blatt gilt nur in Verbindung mit Blatt 1 des Zeichengenehmigungsausweises Nr. 40021391.  
*This supplement is only valid in conjunction with page 1 of the Certificate No. 40021391.*

Dieser Zeichengenehmigungs-Ausweis bildet die Grundlage für die EG-Konformitätserklärung und CE-Kennzeichnung durch den Hersteller oder dessen Bevollmächtigten und bescheinigt die Konformität mit den genannten Normen im Sinne der EG-Niederspannungsrichtlinie 2006/95/EG.  
*This Marks Approval is the basis for the EC Declaration of Conformity and the CE Marking by the manufacturer or his agent and shows the conformity with the said standards as defined by the EC Low-Voltage Directive 2006/95/EC.*

VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut  
VDE Testing and Certification Institute  
Fachgebiet FG13  
Section FG13

# VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut Zeichengenehmigung

Ausweis-Nr. / Beiblatt /  
Certificate No. Supplement  
40021391

Name und Sitz des Genehmigungs-Inhabers / Name and registered seat of the Certificate holder  
Sharp Corporation Solar System Division, 282-1, Hajikami, Katsuragi-shi, NARA 639-2198, JAPAN

Aktenzeichen / File ref.  
5008178-3972-0001 / 87559 / FG13 / ROT

letzte Änderung / updated Datum / Date  
2008-06-17 2007-06-29

Dieses Beiblatt ist Bestandteil des Zeichengenehmigungsausweises Nr. 40021391.  
*This supplement is part of the Certificate No. 40021391.*

## Terrestrische Photovoltaik-Module mit Silizium-Solarzellen *Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules*

Fertigungsstätte(n)  
*Place(s) of manufacture*

Referenz/Reference 30017926 Maruwa Seisakusho Co., Ltd.  
Yaita Factory  
174 Hayakawa-cho, Yaita-shi  
TOCHIGI 329-2141  
JAPAN

Referenz/Reference 30017925 Sun Technology Corp.  
Kashihara Factory  
192-1 Kannonji-cho, Kashihara-shi  
NARA 634-0825  
JAPAN

Referenz/Reference 30008999 Sharp Manufacturing Co. of UK  
A Division of Sharp Elect. (UK) Ltd  
Sharp House  
Davy Way  
LLAY WREXHAM CLWYD WALES  
LL12 0PG  
UNITED KINGDOM

VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut  
*VDE Testing and Certification Institute*  
Fachgebiet FG13  
*Section FG13*

# VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut Zeichengenehmigung

Ausweis-Nr. / Infoblatt /  
Certificate No. Info sheet  
40021391

Name und Sitz des Genehmigungs-Inhabers / Name and registered seat of the Certificate holder  
Sharp Corporation Solar System Division, 282-1, Hajikami, Katsuragi-shi, NARA 639-2198, JAPAN

Aktenzeichen / File ref.  
5008178-3972-0001 / 87559 / FG13 / ROT

letzte Änderung / updated Datum / Date  
2008-06-17 2007-06-29

Dieses Blatt gilt nur in Verbindung mit Blatt 1 des Zeichengenehmigungsausweises Nr. 40021391.  
*This supplement is only valid in conjunction with page 1 of the Certificate No. 40021391.*

Genehmigung zum Benutzen des auf Seite 1 abgebildeten markenrechtlich geschützten Zeichens des VDE:

Grundlage für die Benutzung sind die Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) des VDE VERBAND ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V. - VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut. Das Recht zur Benutzung erstreckt sich nur auf die bezeichnete Firma mit den genannten Fertigungsstätten und die oben aufgeführten Produkte mit den zugeordneten Bezeichnungen. Die Fertigungsstätte muss so eingerichtet sein, dass eine gleichmäßige Herstellung der geprüften und zertifizierten Ausführung gewährleistet ist.

Die Genehmigung ist so lange gültig wie die VDE-Bestimmungen gelten, die der Zertifizierung zugrunde gelegen haben, sofern sie nicht auf Grund anderer Bedingungen aus der Prüf- und Zertifizierungsordnung (PM102) zurückgezogen werden muss.

Der Gültigkeitszeitraum einer VDE-GS-Zeichengenehmigung kann auf Antrag verlängert werden. Bei gesetzlichen und / oder normativen Änderungen kann die VDE-GS-Zeichengenehmigung ihre Gültigkeit zu einem früheren als dem angegebenen Datum verlieren.

Der VDE-Zeichengenehmigungsausweis wird ausschließlich auf der ersten Seite unterzeichnet.

*Approval to use the legally protected Mark of the VDE as shown on the first page:*

*Basis for the use are the general terms and conditions of the VDE ASSOCIATION FOR ELECTRICAL, ELECTRONIC & INFORMATION TECHNOLOGIES - VDE Testing and Certification Institute. The right to use the mark is granted only to the mentioned company with the named places of manufacture and the listed products with the related type references. The place of manufacture shall be equipped in a way that a constant manufacturing of the certified construction is assured.*

*The approval is valid as long as the VDE specifications are in force, on which the certification is based on, unless it is withdrawn according to other provisions of the Testing and Certification Procedure (PM102).*

*The validity period of a VDE-GS-Mark Approval may be prolonged on request. In case of changes in legal and / or normative requirements, the validity period of a VDE-GS-Mark Approval may be shortened.*

*The approval is solely signed on the first page.*

## Guarantee Terms for Photovoltaic Modules Series ND and NU being purchased by end customers from January 1<sup>st</sup> 2012.

Dear SHARP customer,

the Sharp photovoltaic modules series ND and NU that you purchased have been carefully manufactured and subjected to a final inspection. Should a module nevertheless within the guarantee period have a manufacturing-related defect in material or workmanship or manufacturing-related loss of power output, then you can, in addition to the statutory guarantee rights that you have against your seller, bring forth claims against Sharp Electronics (Europe) GmbH (hereinafter "Sharp") from this guarantee subject to the following terms.

### Section A: Scope of Guarantee

This guarantee applies only to modules series ND and NU, which were placed into the market by SHARP in the EU, in Albania, Bosnia and Herzegovina, Croatia, Iceland, Israel, Liechtenstein, Macedonia, Montenegro, Norway, Serbia, Switzerland and Turkey and which have been installed in one of these countries. If there is doubt whether this guarantee applies to your modules, please contact SHARP. We provide you with the opportunity to have the modules registered online at [www.brandaddedvalue.com](http://www.brandaddedvalue.com), if your SHARP modules have been placed into the market in the countries listed above.

Please note: This guarantee does not apply to modules with the type designation SZ-N (...).

### Section B: Guarantee Services

SHARP offers two types of guarantee services that you can claim independently of each other: A 10-year product guarantee (1) as well as a 25-year power output guarantee (2). We shall demonstrate under (3) which services are not covered by the guarantees.

#### 1) 10-Year Product Guarantee

Sharp offers you a 10-year product guarantee exclusively on manufacturing-related material and workmanship defects for the photovoltaic modules series ND and NU.

#### Commencement of the Guarantee Period

The guarantee period begins on the day on which SHARP or the retailer delivered the module to the end customer.

#### Services in the Product Guarantee Case

If within the 10-year guarantee period a manufacturing-related material and / or workmanship defect occurs in one of your modules, then Sharp shall at its own discretion repair free of charge or replace the defective module with a comparable non-defective module. If the module type under guarantee is no longer manufactured, an actual and technically compatible module shall be delivered as a replacement.

In addition, SHARP shall in the event of exchange refund the end customer costs for removal and installation of the modules as follows:

- (i) a one-time lump sum of 130 EUR per system as well as
- (ii) 20 EUR per module exchanged.

#### 2) 25-Year Power Output Guarantee

In addition to the 10-year product guarantee, Sharp offers you a 25-year power output guarantee on photovoltaic modules series ND and NU for manufacturing-related power losses of the modules.

#### Commencement of the Guarantee Period

The guarantee period begins on the day on which SHARP or the retailer delivered the module to the end customer.

## Scope of Guarantee

SHARP shall guarantee 96% of the minimum output power during the first year of the guarantee. From the second guarantee year and for each subsequent year, the guaranteed power output is reduced by 0.667% in each case calculated from the initial minimum output power. In the 25<sup>th</sup> year, 80% of the initial minimum output power is still guaranteed. This guarantee shall terminate automatically at the end of the 25<sup>th</sup> guarantee year. A detailed list of the annual guarantee values is shown in the following table:

year	guaranteed percentage of the minimum output power	year	guaranteed percentage of the minimum output power
1	96,0%	14	87,3%
2	95,3%	15	86,7%
3	94,7%	16	86,0%
4	94,0%	17	85,3%
5	93,3%	18	84,7%
6	92,7%	19	84,0%
7	92,0%	20	83,3%
8	91,3%	21	82,7%
9	90,7%	22	82,0%
10	90,0%	23	81,3%
11	89,3%	24	80,7%
12	88,7%	25	80,0%
13	88,0%		

The values in the table have for simplified presentation been rounded to one decimal place.

## Determining the Minimum Output Power and the Guaranteed Percentage

100% of minimum output power is calculated from the maximum power indicated on the nameplate minus the tolerance likewise indicated there.

The actual power of the module is determined and tested subject to the following conditions:

Cell temperature of 25 degrees Celsius; radiation power 1000 W / m<sup>2</sup> with AM 1.5 spectrum, on a system calibrated by Sharp (according to IEC 60904).

## Services in the Power Output Guarantee Case

If the actual power output of the module is less than the guaranteed power output resulting from the table, then Sharp shall at its own discretion either

- repair the respective module or
- replace the respective module or
- compensate the lack of power output of the module falling short of the guaranteed value for the duration of the remaining period of the power output guarantee by means of payment. The compensation payment is calculated as a lump sum as follows: € 0.0007 EUR is calculated as payment for one watt of power loss to the guaranteed performance per day of operation; or
- refund the purchase price for the respective module without deductions, where SHARP can choose this form of compensation without the end customer's consent only if the module is older than 10 years and there are no longer any suitable spare parts available for SHARP in order to repair or replace the module, or
- compensate the lack of power by supplying additional modules, if (1) the end customer agrees to this or (2) there is enough space for the installation of additional modules, they are electrically compatible with the existing system, they visually blend in and replacement is also acceptable for the end customer.

In addition, SHARP shall in the event of exchange refund the end customer his costs for removal and installation of the modules as follows:

- (i) a one-time lump sum of 130 EUR per system and
- (ii) 20 EUR per module exchanged as well as
- (iii) in the event of delivery of additional modules (installation only) 80 EUR per module delivered.

### 3) Exclusions of the Product and Power Output Guarantee

Sharp shall assume no guarantee for defects that are not caused by material or the manufacturing process of the module, especially by improper use. Improper use is given in particular when you do not comply with SHARP's requirements for the installation, maintenance and operation of the modules that are listed in the (safety) instructions, the installation instructions, and the specifications.

Please note that the modules were not designed for use on mobile units such as ships and other vehicles and therefore the use of the modules on mobile units is improper use.

Costs incurred for dismantling, reinstallation and customer's inspection as well as other indirect costs are borne by SHARP only in the lump amounts as defined in sections B.1) and B.2).

Replacement of a lower energy yield or loss of revenue from electricity sales, which are due to the lack of power of a module or to performing guarantee services are not covered by the guarantee, unless Sharp decides for the option of compensation payment provided in the "Services in the Power Output Guarantee Case" in B.2).

#### Section C: No Extension of the Guarantee Period

Rendering guarantee performance within the framework of one of these guarantees and the re-sale of the module to the next operator / end customer does not extend the original duration of the guarantees.

#### Section D: Asserting the Product or Power Output Guarantee

In order to be able to assert the product or power output guarantee, you need to provide us with the delivery note indicating the delivery date, the invoice indicating the model name and serial number of the module (see type plate) and information about the time of discovery of the product defect or loss of power output. You can assert claims due to a defect or loss of power output under this guarantee only in writing to

SHARP Electronics (Europe) GmbH  
SESE, reference: Guarantee  
Sonninstraße 3, D-20097 Hamburg, Germany

Claims must be asserted within six months from discovery of the defect or loss of power output. Defects and power output losses that are asserted after this period are no longer covered by the product or power output guarantee.

SHARP shall not accept any returns shipments of modules without prior written instruction to do so.

#### Section E: Guarantor

SHARP Electronics (Europe) GmbH, Sonninstraße 3, 20097 Hamburg, Germany  
[www.sharp.eu](http://www.sharp.eu)

#### Section F: Governing Law, Place of Jurisdiction

1) **Governing Law:** These manufacturer guarantees are governed by German law excluding Private International Law as well as the United Nations Convention on Contracts for the International Sale of Goods(CISG).

2) **Place of Jurisdiction** Exclusive place of jurisdiction for merchants, legal entities under public law, or special funds under public law is Hamburg (Germany).

## ZEICHENGENEHMIGUNG MARKS APPROVAL

Sharp Corporation  
Solar Systems Group  
282-1, Hajikami, Katsuragi-shi  
NARA 639-2198  
JAPAN

ist berechtigt, für ihr Produkt /  
is authorized to use for their product

Terrestrische Photovoltaik-Module mit Silizium-Solarzellen  
*Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules*


die hier abgebildeten markenrechtlich geschützten Zeichen  
für die ab Blatt 2 aufgeführten Typen zu benutzen /  
*the legally protected Marks as shown below for the types referred to on page 2 ff.*



Geprüft und zertifiziert nach /  
*Tested and certified according to*

DIN EN 61215 ( VDE 0126-31):2006-02; EN 61215:2005-08  
DIN EN 61730-1 (VDE 0126 Teil 30-1):2007-10; EN 61730-1:2007-05  
DIN EN 61730-2 (VDE 0126 Teil 30-2):2007-10; EN 61730-2:2007-05  
IEC 61215(ed.2)  
IEC 61730-1(ed.1)  
IEC 61730-2(ed.1)

VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH  
*VDE Testing and Certification Institute*  
Zertifizierungsstelle / *Certification*

  
VDE Zertifikate sind nur gültig bei Veröffentlichung unter:  
*VDE certificates are valid only when published on:*

Aktenzeichen: 5008178-3972-0001 / 132449  
*File ref.:*

Ausweis-Nr. 40021391      Blatt 1  
*Certificate No.*                      *Page*

Weitere Bedingungen siehe Rückseite und Folgeblätter /  
*further conditions see overleaf and following pages*

Offenbach, 2007-06-29  
(letzte Änderung/updated 2010-10-27 )

<http://www.vde.com/zertifikat>  
<http://www.vde.com/certificate>



VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut  
Zeichengenehmigung

Ausweis-Nr. / Blatt /  
Certificate No. page  
40021391 2

Name und Sitz des Genehmigungs-Inhabers / Name and registered seat of the Certificate holder  
Sharp Corporation Solar Systems Group, 282-1, Hajikami, Katsuragi-shi, NARA 639-2198, JAPAN

Aktenzeichen / File ref. letzte Änderung / updated Datum / Date  
5008178-3972-0001 / 132449 / FG13 / ROT 2010-10-27 2007-06-29

Dieses Blatt gilt nur in Verbindung mit Blatt 1 des Zeichengenehmigungsausweises Nr. 40021391.  
*This supplement is only valid in conjunction with page 1 of the Certificate No. 40021391.*

Terrestrische Photovoltaik-Module mit Silizium-Solarzellen  
*Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules*

Typ(en) / Type(s):

- A) ND-X
- B) NU-X
- C) NE-X
- D) NT-X

Struktur der Typenbezeichnung      Siehe Anlage 1 - 4  
*Structure of typename                See Appendix 1 - 4*

Max. Systemspannung                siehe Anlage 1 - 4  
*Max. system voltage                see Appendix 1 - 4*

Schutzklasse                            II  
*Class*

Anwendungsklasse                    A  
*Class of application*

Brennbarkeitsprüfung                Brandklasse C.  
*Burning test                        Fire safety class C.*

Max. Überstromschutz                10 A für/for C + D.  
*Max. Over-current protection      15 A für/for A + B.  
rating*

Fortsetzung siehe Blatt 3 /  
*continued on page 3*

VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH \* Testing and Certification Institute

Merianstrasse 28, D-63069 Offenbach

Phone + 49 (0) 69 83 06-0  
Telefax + 49 (0) 69 03 06-555

責任保管

2010/12/01 (D) SHARP Corp.

# VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut Zeichengenehmigung

Ausweis-Nr. / Blatt /  
Certificate No. page  
40021391 3

Name und Sitz des Genehmigungs-Inhabers / *Name and registered seat of the Certificate holder*  
Sharp Corporation Solar Systems Group, 282-1, Hajikami, Katsuragi-shi, NARA 639-2198, JAPAN

Aktenzeichen / *File ref.* letzte Änderung / *updated* Datum / *Date*  
5008178-3972-0001 / 132449 / FG13 / ROT 2010-10-27 2007-06-29

Dieses Blatt gilt nur in Verbindung mit Blatt 1 des Zeichengenehmigungsausweises Nr. 40021391.  
*This supplement is only valid in conjunction with page 1 of the Certificate No. 40021391.*

Dieser Zeichengenehmigungs-Ausweis bildet eine Grundlage für die EG-Konformitätserklärung und CE-Kennzeichnung durch den Hersteller oder dessen Bevollmächtigten und bescheinigt die Konformität mit den grundlegenden Schutzanforderungen der EG-Niederspannungsrichtlinie 2006/95/EG mit ihren Änderungen.

*This Marks Approval is a basis for the EC Declaration of Conformity and the CE Marking by the manufacturer or his agent and proves the conformity with the essential safety requirements of the EC Low-Voltage Directive 2006/95/EC including amendments.*

VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH  
*VDE Testing and Certification Institute*  
Fachgebiet FG13  
*Section FG13*

VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut  
Zeichengenehmigung

Ausweis-Nr. / Beiblatt /  
Certificate No. Supplement  
40021391

Name und Sitz des Genehmigungs-Inhabers / Name and registered seat of the Certificate holder  
Sharp Corporation Solar Systems Group, 282-1, Hajikami, Katsuragi-shi, NARA 639-2198, JAPAN

Aktenzeichen / File ref. letzte Änderung / updated Datum / Date  
5008178-3972-0001 / 132449 / FG13 / ROT 2010-10-27 2007-06-29

Dieses Beiblatt ist Bestandteil des Zeichengenehmigungsausweises Nr. 40021391.  
This supplement is part of the Certificate No. 40021391.

Terrestrische Photovoltaik-Module mit Silizium-Solarzellen  
Crystalline silicon terrestrial photovoltaic modules

Fertigungsstätte(n)  
Place(s) of manufacture

Referenz/Reference 30019393	Sharp Mfg. Company of America Sharp Plaza Boulevard MEMPHIS TN 38193 USA
Referenz/Reference 30019741	Yocasol Inc. 1-5 Shikashinmachi OMUTA-SHI, FUKUOKA 837-0907 JAPAN
Referenz/Reference 30019832	Itogumi Motech Inc. 2-725-1 Shinko Minami, Ishikari-shi HOKKAIDO 061-3244 JAPAN
Referenz/Reference 30009961	SUN-S Corporation Electronic Components Division 495-1 Kawaminami, Kannabe-cho FUKUYAMA-SHI, HIROSHIMA-KEN 720-2124 JAPAN
Referenz/Reference 30017926	Maruwa Industrial Co. Ltd. Yaita Factory 174 Hayakawa-cho, Yaita-shi TOCHIGI 329-2141 JAPAN
Referenz/Reference 30017925	Sun Technology Corp. Kashihara Factory 192-1Kannonji-cho, Kashihara-shi NARA 634-0825 JAPAN

# VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut Zeichengenehmigung

Ausweis-Nr. / Beiblatt /  
Certificate No. Supplement  
40021391

Name und Sitz des Genehmigungs-Inhabers / *Name and registered seat of the Certificate holder*  
Sharp Corporation Solar Systems Group, 282-1, Hajikami, Katsuragi-shi, NARA 639-2198, JAPAN

Aktenzeichen / *File ref.*  
5008178-3972-0001 / 132449 / FG13 / ROT

letzte Änderung / *updated* Datum / *Date*  
2010-10-27 2007-06-29

Dieses Beiblatt ist Bestandteil des Zeichengenehmigungsausweises Nr. 40021391.  
*This supplement is part of the Certificate No. 40021391.*

Referenz/*Reference*  
**30008999** Sharp Manufacturing Co. of UK  
A Division of Sharp Elect. (UK) Ltd  
Sharp House  
Davy Way  
LLAY WREXHAM CLWYD WALES  
LL12 0PG  
UNITED KINGDOM

VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH  
*VDE Testing and Certification Institute*  
Fachgebiet FG13  
*Section FG13*

VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut  
Zeichengenehmigung

Ausweis-Nr. / Infoblatt /  
Certificate No. Info sheet  
40021391

Name und Sitz des Genehmigungs-Inhabers / Name and registered seat of the Certificate holder  
Sharp Corporation Solar Systems Group, 282-1, Hajikami, Katsuragi-shi, NARA 639-2198, JAPAN

Aktenzeichen / File ref.  
5008178-3972-0001 / 132449 / FG13 / ROT

letzte Änderung / updated Datum / Date  
2010-10-27 2007-06-29

Dieses Blatt gilt nur in Verbindung mit Blatt 1 des Zeichengenehmigungsausweises Nr. 40021391.  
*This supplement is only valid in conjunction with page 1 of the Certificate No. 40021391.*

**Genehmigung zum Benutzen des auf Seite 1 abgebildeten markenrechtlich geschützten Zeichens des VDE:**

Grundlage für die Benutzung sind die Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) des VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut GmbH. Das Recht zur Benutzung erstreckt sich nur auf die bezeichnete Firma mit den genannten Fertigungsstätten und die oben aufgeführten Produkte mit den zugeordneten Bezeichnungen. Die Fertigungsstätte muss so eingerichtet sein, dass eine gleichmäßige Herstellung der geprüften und zertifizierten Ausführung gewährleistet ist.

Die Genehmigung ist so lange gültig wie die VDE-Bestimmungen gelten, die der Zertifizierung zugrunde gelegen haben, sofern sie nicht auf Grund anderer Bedingungen aus der Prüf- und Zertifizierungsordnung (PM102) zurückgezogen werden muss.

Der Gültigkeitszeitraum einer VDE-GS-Zeichengenehmigung kann auf Antrag verlängert werden. Bei gesetzlichen und / oder normativen Änderungen kann die VDE-GS-Zeichengenehmigung ihre Gültigkeit zu einem früheren als dem angegebenen Datum verlieren.

Produkte, die das Biozid Dimethylfumarat (DMF) enthalten, dürfen gemäß der Kommissionsentscheidung 2009/251/EG nicht mehr in den Verkehr gebracht oder auf dem Markt bereitgestellt werden.

Der VDE-Zeichengenehmigungsausweis wird ausschließlich auf der ersten Seite unterzeichnet.

**Approval to use the legally protected Mark of the VDE as shown on the first page:**

*Basis for the use are the general terms and conditions of the VDE Testing and Certification Institute. The right to use the mark is granted only to the mentioned company with the named places of manufacture and the listed products with the related type references. The place of manufacture shall be equipped in a way that a constant manufacturing of the certified construction is assured.*

*The approval is valid as long as the VDE specifications are in force, on which the certification is based on, unless it is withdrawn according Procedure (PM102).*

*The validity period of a VDE-GS-Mark Approval may be prolonged on request. In case of changes in legal and / or normative requirements, the validity period of a VDE-GS-Mark Approval may be shortened.*

Products containing the biocide dimethylfumarate (DMF) may not be marketed or made available on the EC market according to the Commission Decision 2009/251/EC.

*The approval is solely signed on the first page*

責任保管

2010/12/01 (D) SHARP Corp.



## Struktur der Typenbezeichnung

Structure of the type name

ND-~~X~~

~~X~~ ersetzt die Modellnummer und kann jedes der folgenden Modelle sein:  
~~X~~ replaces the model-number and can be each of the following models.

<del>X</del>	Prüfnormen Test standards	Bemessungs- leistung (P <sub>max</sub> ) Rated output (P <sub>max</sub> )	Max. System- spannung Max. System voltage	Re- mark	
W0PNT		220 W	DC 1000 V	2)	
F230A1		230 W	DC 1000 V	2)	
F220A1		220 W	DC 1000 V	2)	
F215A1		215 W	DC 1000 V	2)	
F210A1		210 W	DC 1000 V	2)	
F200A1		200 W	DC 1000 V	2)	
W0PRT		220 W	DC 1000 V	2)	
E230A2		230 W	DC 1000 V	2)	
E220A2		DIN EN 61215(VDE 0126-31):2006-02	220 W	DC 1000 V	2)
E210A2		DIN EN 61730-1(VDE 0126 Teil 30-1):2007-10 DIN EN 61730-2(VDE 0126 Teil 30-2):2007-10	210 W	DC 1000 V	2)
A215A2		EN 61215:2005-08 EN 61730-1:2007-05 EN 61730-2:2007-05	215 W	DC 1000 V	2)
U5PNF		IEC 61215(ed.2)	205 W	DC 1000 V	1, 2)
220E1F		IEC 61730-1(ed.1) IEC 61730-2(ed.1)	220 W	DC 1000 V	2)
210E1F			210 W	DC 1000 V	2)
200E1F			200 W	DC 1000 V	2)
V0E3AF			210 W	DC 1000 V	2)
U5PRF			205 W	DC 1000 V	2)
225E1J			225 W	DC 1000 V	2)
220E1J			220 W	DC 1000 V	2)
210E1J			210 W	DC 1000 V	2)
210A1J		210 W	DC 1000 V	2)	



X	Prüfnormen Test standards	Bemessungs- leistung (Pmax) Rated output (Pmax)	Max. System- spannung Max. System voltage	Re- mark
U5PNB2		205 W	DC 600 V	6)
Q2PNF		162 W	DC 1000 V	3)
175E1F		175 W	DC 1000 V	3)
170E1F		170 W	DC 1000 V	3)
R0E3AF		170 W	DC 1000 V	3)
162E1F		162 W	DC 1000 V	3)
162E2F		162 W	DC 1000 V	3)
158E1F		158 W	DC 1000 V	3)
Q2E3EF		162 W	DC 1000 V	3)
P8E3EF	DIN EN 61215(VDE 0126-31):2006-02 DIN EN 61730-1(VDE 0126 Teil 30-1):2007-10 DIN EN 61730-2(VDE 0126 Teil 30-2):2007-10	158 W	DC 1000 V	3)
N8E3EF		148 W	DC 1000 V	3)
Q2PND	EN 61215:2005-08 EN 61730-1:2007-05 EN 61730-2:2007-05	162 W	DC 1000 V	3)
170E1D	IEC 61215(ed.2) IEC 61730-1(ed.1)	170 W	DC 1000 V	3)
162E1D	IEC 61730-2(ed.1)	162 W	DC 1000 V	3)
Q2E3ED		162 W	DC 1000 V	3)
Q2PDW		162 W	DC 1000 V	4)
158EZB		158 W	DC 1000 V	4)
148EZB		148 W	DC 1000 V	4)
Q0PSA		160 W	DC 1000 V	3)
Q2PSO		162 W	DC 1000 V	5)
Q2PSL		162 W	DC 1000 V	3)
Q2PDO		162 W	DC 1000 V	1, 3)
L3PSA		123 W	DC 600 V	2)



X	Prüfnormen Test standards	Bemessungsleistung (Pmax) Rated output (Pmax)	Max. Systemspannung Max. System voltage	Remark
X5PNTG	DIN EN 61215(VDE 0126-31):2006-02 DIN EN 61730-1(VDE 0126 Teil 30-1):2007-10 DIN EN 61730-2(VDE 0126 Teil 30-2):2007-10  EN 61215:2005-08 EN 61730-1:2007-05 EN 61730-2:2007-05  IEC 61215(ed.2) IEC 61730-1(ed.1) IEC 61730-2(ed.1)	235 W	DC 1000 V	2)





X	Prüfnormen Test standards	Bemessungsleistung (Pmax) Rated output (Pmax)	Max. Systemspannung Max. System voltage	Remark
160AV	DIN EN 61215(VDE 0126-31):2006-02	160 W	DC 600 V	7)
160AW	DIN EN 61730-1(VDE 0126 Teil 30-1):2007-10 DIN EN 61730-2(VDE 0126 Teil 30-2):2007-10	160 W	DC 600 V	7)
153AW	EN 61215:2005-08 EN 61730-1:2007-05 EN 61730-2:2007-05	153 W	DC 600 V	7)
153AU	IEC 61215(ed.2) IEC 61730-1(ed.1) IEC 61730-2(ed.1)	153 W	DC 600 V	7)

- Remark 1): Modul für erhöhte Schnee- und Eisbelastung geprüft (5400 Pa).  
*Module is qualified to withstand high accumulations of snow and ice (5400 Pa).*
- Remark 2): Maximale Serienschaltung „21“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "21" and maximum parallel configuration "1".*
- Remark 3): Maximale Serienschaltung „27“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "27" and maximum parallel configuration "1".*
- Remark 4): Maximale Serienschaltung „26“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "26" and maximum parallel configuration "1".*
- Remark 5): Maximale Serienschaltung „34“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "34" and maximum parallel configuration "1".*
- Remark 6): Maximale Serienschaltung „12“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "12" and maximum parallel configuration "1".*
- Remark 7): Maximale Serienschaltung „18“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "18" and maximum parallel configuration "1".*

Offenbach, 2010-10-27  
VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut  
VDE Testing and Certification Institute  
Abt./Dept. FG13



i.A. A. Roth



**Struktur der Typenbezeichnung**  
*Structure of the type name*

NU-X

X ersetzt die Modellnummer und kann jedes der folgenden Modelle sein:  
*X replaces the model-number and can be each of the following models.*

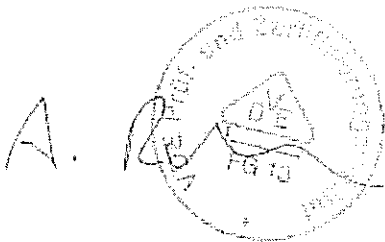
<u>X</u>	Prüfnormen Test standards	Bemessungsleistung (Pmax) Rated output (Pmax)	Max. Systemspannung Max. System voltage	Remark
S0PND	DIN EN 61215 (VDE 0126-31):2006-02 DIN EN 61730-1 (VDE 0126 Teil 30-1):2007-10 DIN EN 61730-2 (VDE 0126 Teil 30-2):2007-10  EN 61215:2005-08 EN 61730-1:2007-05 EN 61730-2:2007-05  IEC 61215 (ed.2) IEC 61730-1 (ed.1) IEC 61730-2 (ed.1)	180 W	DC 1000 V	2)
185E1		185 W	DC 1000 V	2)
S5E3E		185 W	DC 1000 V	2)
180E1		180 W	DC 1000 V	2)
S0E3E		180 W	DC 1000 V	2)
R7E3EX		177 W	DC 1000 V	2)
R5E3Z		175 W	DC 1000 V	2)
S0PRD		180 W	DC 1000 V	2)
185E1H		185 W	DC 1000 V	2)
185A1H		185 W	DC 1000 V	2)
180E1H		180 W	DC 1000 V	2)
180A1H		180 W	DC 1000 V	2)
S0PNDP		180 W	DC 1000 V	2)
S0PSBO		180 W	DC 1000 V	2)
S0PDBO		180 W	DC 1000 V	1), 2)
S0PSO		180 W	DC 1000 V	2)
S0PGS		180 W	DC 1000 V	2)
S0PSOA		180 W	DC 1000 V	2)
S0PDO		180 W	DC 1000 V	2)



X	Prüfnormen Test standards	Bemessungsleistung (Pmax) Rated output (Pmax)	Max. Systemspannung Max. System voltage	Remark
S0PN	DIN EN 61215 (VDE 0126-31):2006-02 DIN EN 61730-1 (VDE 0126 Teil 30-1):2007-10 DIN EN 61730-2 (VDE 0126 Teil 30-2):2007-10  EN 61215:2005-08 EN 61730-1:2007-05 EN 61730-2:2007-05  IEC 61215 (ed.2) IEC 61730-1 (ed.1) IEC 61730-2 (ed.1)	180 W	DC 1000 V	2)
X0PNT		230 W	DC 1000 V	3)
S5PNRA		185 W	DC 1000 V	2)
S5PNRC		185 W	DC 1000 V	2)
Y1UCG		241 W	DC 600 V	4)
Y1PNG		241 W	DC 1000 V	3)
E235E1		235 W	DC 1000 V	3)
A188EY		188 W	DC 800 V	3)
Y1PRG		241 W	DC 1000 V	3)
E235E2		235 W	DC 1000 V	3)
W5PND		225 W	DC 1000 V	3)

- Remark 1): Modul für erhöhte Schnee- und Eisbelastung geprüft (5400 Pa).  
*Module is qualified to withstand high accumulations of snow and ice (5400 Pa).*
- Remark 2): Maximale Serienschaltung „26“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "26" and maximum parallel configuration "1".*
- Remark 3): Maximale Serienschaltung „21“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "21" and maximum parallel configuration "1".*
- Remark 4): Maximale Serienschaltung „12“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "12" and maximum parallel configuration "1".*

Offenbach, 2010-10-27  
 VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut  
 VDE Testing and Certification Institute  
 Abt./Dept. FG13



i.A. A. Roth



## Struktur der Typenbezeichnung

Structure of the type name

NE-X

X ersetzt die Modellnummer und kann jedes der folgenden Modelle sein:  
X replaces the model-number and can be each of the following models.

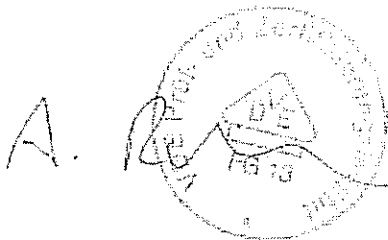
<u>X</u>	Prüfnormen Test standards	Bemessungs- leistung (P <sub>max</sub> ) Rated output (P <sub>max</sub> )	Max. System- spannung Max. System voltage	Re- mark	
Q8PSL	DIN EN 61215(VDE 0126-31):2006-02 DIN EN 61730-1(VDE 0126 Teil 30-1):2007-10 DIN EN 61730-2(VDE 0126 Teil 30-2):2007-10	168 W	DC 1000 V	1)	
Q7E3E		167 W	DC 1000 V	1)	
Q2E3E		162 W	DC 1000 V	1)	
Q2E3ED		162 W	DC 1000 V	1)	
P5E3E		155 W	DC 1000 V	1)	
P0E3Z		EN 61215:2005-08 EN 61730-1:2007-05	150 W	DC 1000 V	1)
80E1EJ		EN 61730-2:2007-05	80 W	DC 600 V	2)
Q5PSA		IEC 61215(ed.2) IEC 61730-1(ed.1)	165 W	DC 1000 V	1)
Q5PHSO		IEC 61730-2(ed.1)	165 W	DC 1000 V	1)
Q5PSO			165 W	DC 1000 V	1)
L5PSA			125 W	DC 600V	3)
53RASD			52,5 W	DC 500 V	4)



X	Prüfnormen Test standards	Bemessungsleistung (Pmax) Rated output (Pmax)	Max. Systemspannung Max. System voltage	Remark
53KS	DIN EN 61215(VDE 0126-31):2006-02 DIN EN 61730-1(VDE 0126 Teil 30-1):2007-10 DIN EN 61730-2(VDE 0126 Teil 30-2):2007-10	52,5 W	500 V	4)
53K1R	EN 61215:2005-08 EN 61730-1:2007-05 EN 61730-2:2007-05  IEC 61215(ed.2) IEC 61730-1(ed.1) IEC 61730-2(ed.1)	52,5 W	500 V	4)

- Remark 1): Maximale Serienschaltung „18“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "18" and maximum parallel configuration "1".*
- Remark 2): Maximale Serienschaltung „21“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "21" and maximum parallel configuration "1".*
- Remark 3): Maximale Serienschaltung „14“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "14" and maximum parallel configuration "1".*
- Remark 4): Maximale Serienschaltung „29“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "29" and maximum parallel configuration "1".*

Offenbach, 2010-09-29  
VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut  
VDE Testing and Certification Institute  
Abt./Dept. FG13



i.A. A. Roth



Anlage 4  
 Appendix 4  
 Aktenzeichen: 5008178-3972-0001  
 File ref.: 5008178-3972-0001  
 Ausweisnummer: 40021391  
 Licence Number: 40021391

**Struktur der Typenbezeichnung**  
*Structure of the type name*

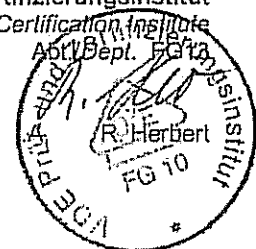
NT-X

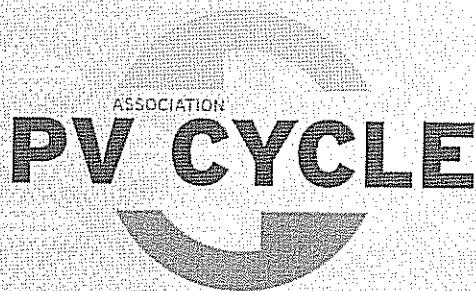
X ersetzt die Modellnummer und kann jedes der folgenden Modelle sein:  
X replaces the model-number and can be each of the following models.

<u>X</u>	Datum Zertifikat Date of Certificate	Prüfnormen Test standards	Bemessungsleistung (Pmax) Rated output (Pmax)	Max. Systemspannung Max. System voltage	Re- mark
R5PSL	2008-06-17	IEC 61215 (ed.2) EN 61215: 2005-08 DIN EN 61215 (VDE 0126-31) IEC 61730-1 (ed.1) IEC 61730-2 (ed.1) EN 61730-1:2007-05 EN 61730-2:2007-05 DIN EN 61730-1 (VDE 0126 Teil 30-1):2007-10 DIN EN 61730-2 (VDE 0126 Teil 30-2):2007-10	175 W	DC 1000 V	2)
175E1			175 W	DC 1000 V	2)
175E2			175 W	DC 1000 V	2)
175E3			175 W	DC 1000 V	2)
170E1			170 W	DC 1000 V	2)
R5E3E			175 W	DC 1000 V	2)
R0E3E			170 W	DC 1000 V	2)
R5PS1Y			175 W	DC 1000 V	2)
R5PD1Y			175 W	DC 1000 V	1, 2)
R5PSO			175 W	DC 1000 V	2)

- Remark 1): Modul für erhöhte Schnee- und Eisbelastung geprüft (5400 Pa).  
*Module is qualified to withstand high accumulations of snow and ice (5400 Pa).*
- Remark 2): Maximale Serienschaltung „17“, maximale Parallelschaltung „1“.  
*Maximum series configuration "17" and maximum parallel configuration "1".*

Offenbach, 2008-06-17  
 VDE Prüf- und Zertifizierungsinstitut  
 VDE Testing and Certification Institute





Brussels, 01.01.2013

PV CYCLE Association a.i.s.b.l.  
declares hereby that based on current commitments

**Sharp Electronics Europe Ltd.**  
**UK**

is member of PV CYCLE a.i.s.b.l., which organizes the take-back and  
recycling of photovoltaic module waste in Europe.

This certificate is valid until  
31.12.2013

[www.pvcycle.org](http://www.pvcycle.org)

PV CYCLE a.i.s.b.l. is registered with BE 0893.027.827.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Jan Clyncke", is written over a horizontal line.

Jan Clyncke  
Managing Director

Membership reference N°  
0713F

\* Except Italy. Only PV CYCLE Italia Srl can issue certificates for take-back and recycling in Italy.





## TRIO-20.0-TL-OUTD TRIO-27.6-TL-OUTD

### CARATTERISTICHE GENERALI MODELLI DA ESTERNO

Ultimo nato della gamma Aurora Trio di Power-One, questo inverter trifase dall'aspetto innovativo si inserisce in una nicchia specifica del mercato fotovoltaico. La tecnologia di questo inverter deriva dal perfezionamento dei modelli AURORA PVI-10.0 e 12.5 che sono probabilmente gli inverter trifase più utilizzati al mondo nonché i primi a conseguire i migliori risultati in termini di efficienza.

In grado di controllare più pannelli fotovoltaici rispetto al suo predecessore di potenza inferiore, TRIO-20.0 e TRIO-27.6 offrono una maggiore flessibilità e possibilità di controllo per installatori che vogliono realizzare impianti di grandi dimensioni con orientamento variabile. L'inverter è stato progettato per essere utilizzato in diversi paesi in quanto permette la configurazione dei parametri per la connessione alla rete direttamente nel campo assieme alla configurazione del display con le principali lingue.

Questo dispositivo è dotato di due MPPT indipendenti e ha un rendimento che raggiunge il 98,2%. L'ampio intervallo di tensione in ingresso rende l'inverter adatto agli impianti con stringhe di dimensioni ridotte.

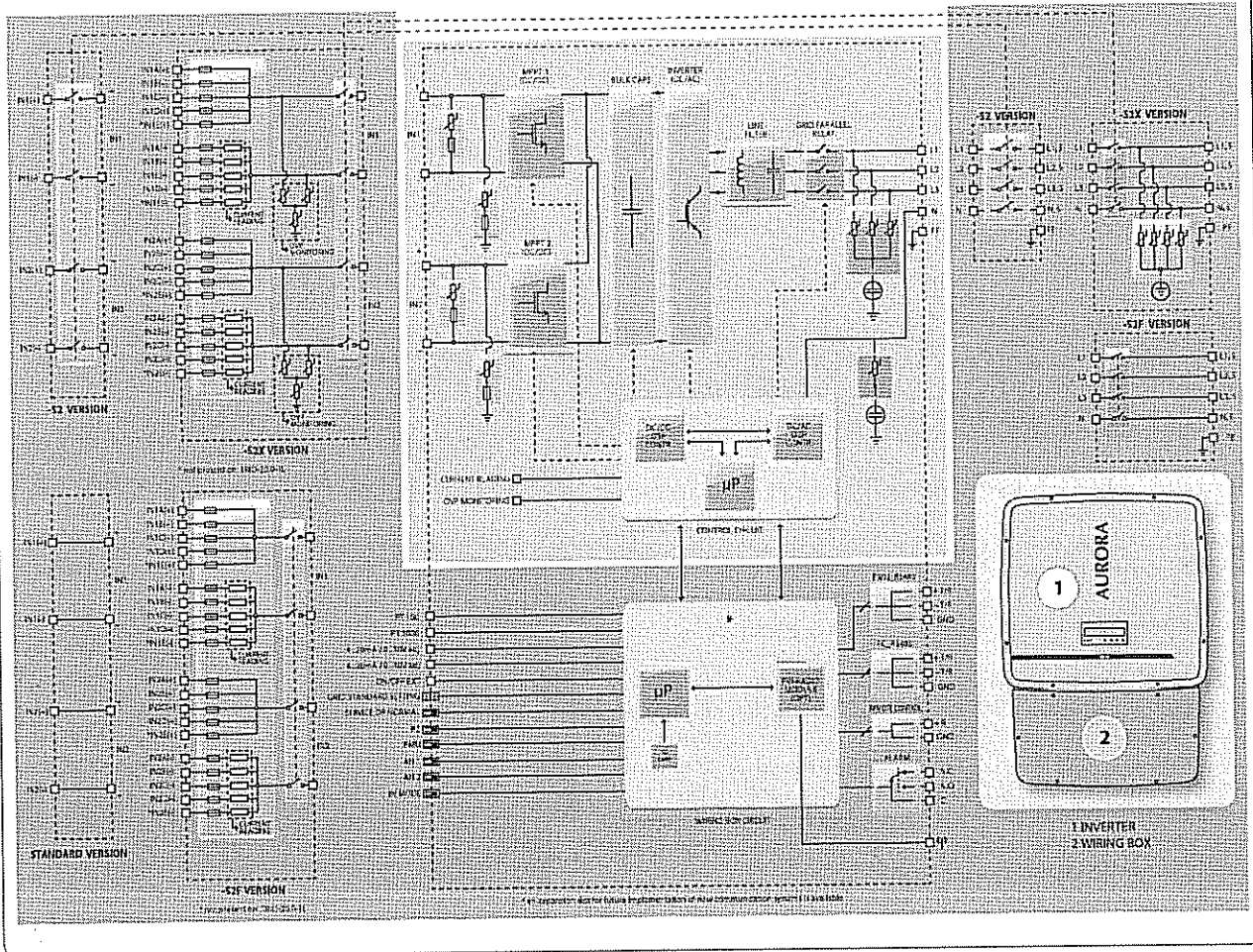
Oltre all'aspetto innovativo, l'inverter è dotato di una nuova interfaccia di visualizzazione utente. L'unità è priva di condensatori elettrolitici, garantendo una maggiore durata del prodotto.



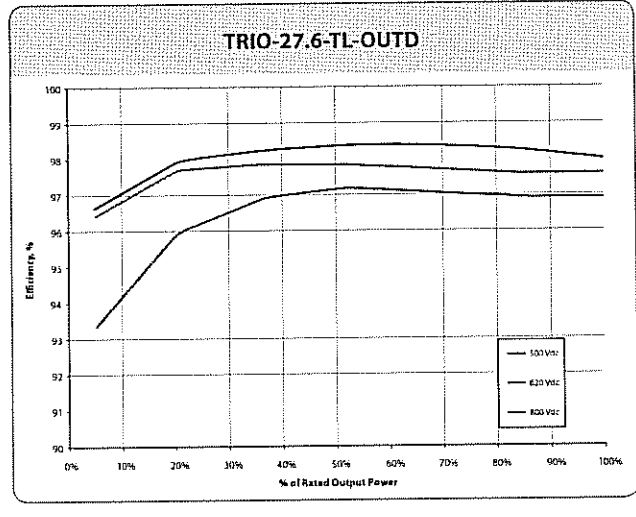
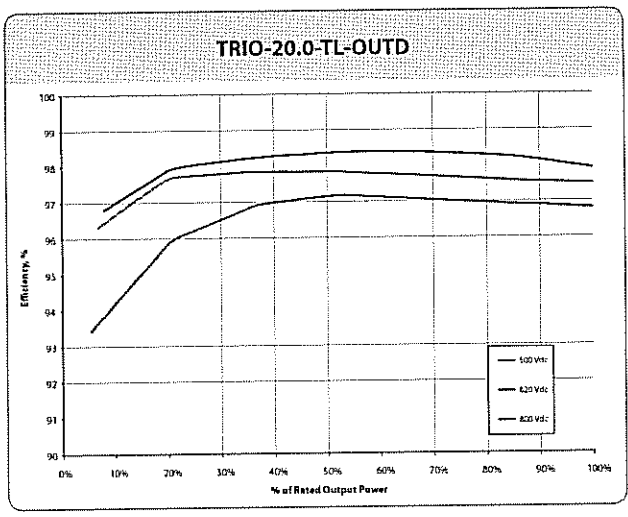
## Caratteristiche

- Convertitore di potenza senza condensatori elettrolitici per aumentare ulteriormente la durata di vita e l'affidabilità a lungo termine del prodotto.
- Quiet rail, senza riflessione della frequenza di uscita sull'ingresso
- Unità di conversione DC/AC con topologia di ponte trifase
- Ciascun Inverter è programmato con specifici standard di rete che possono essere installati direttamente sul campo
- Doppia sezione di ingresso con inseguimento MPP indipendente, consente una ottimale raccolta dell'energia anche nel caso di stringhe orientate in direzioni diverse
- Ampio intervallo di tensione in ingresso
- Scatola di cablaggio rimovibile per una facile installazione
- String combiner integrato con diverse opzioni di configurazione, incluso un sezionatore DC conforme agli standard internazionali (versioni -S2, -S2F e -S2X)
- Algoritmo di MPPT veloce e preciso per l'inseguimento della potenza in tempo reale e per una migliore raccolta di energia
- Curve di efficienza piatte garantiscono un elevato rendimento a tutti i livelli di erogazione assicurando una prestazione costante e stabile nell'intero intervallo di tensione in ingresso e di potenza in uscita
- Costruzione da esterno per uso in qualsiasi condizione ambientale
- Possibilità di gestire direttamente da display la potenza attiva e le regolazioni di potenza reattiva ( $\cos(\phi)$  fisso, curva  $\cos(\phi)=f(P)$  standard, Q fisso (Q/Pn))
- Possibilità di connessione di sensori esterni per il monitoraggio delle condizioni ambientali
- Uscita ausiliaria DC (24V, 300mA)

## DIAGRAMMA A BLOCCHI - TRIO-20.0/27.6-TL-OUT



## Diagramma a Blocchi e Curve di Efficienza



PARAMETRI	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
<b>Ingresso</b>		
Massima Tensione Assoluta DC in Ingresso ( $V_{max,abs}$ )		1000 V
Tensione di Attivazione DC di Ingresso ( $V_{start}$ )		360 V (adj. 250...500 V)
Intervallo Operativo di Tensione DC in Ingresso ( $V_{dmin}...V_{dmax}$ )		0.7 x $V_{start}...950$ V
Potenza Nominale DC di Ingresso ( $P_{dc}$ )	20750 W	28600 W
Numero di MPPT Indipendenti		2
Potenza Massima DC di Ingresso per ogni MPPT ( $P_{MPPTmax}$ )	12000 W	16000 W
Intervallo di Tensione DC con Configurazione di MPPT in Parallelo a $P_{dc}$	440...800 V	500...800 V
Limitazione di Potenza DC con Configurazione di MPPT in Parallelo	Derating da MAX a Zero ( $800V \leq V_{MPPT} \leq 950V$ )	
Limitazione di Potenza DC per ogni MPPT con Configurazione di MPPT Indipendenti a $P_{dc}$ , esempio di massimo sbilanciamento	12000 W [ $480V \leq V_{MPPT} \leq 800V$ ] altro canale: $P_{dc} - 12000W$ [ $350V \leq V_{MPPT} \leq 800V$ ]	16000 W [ $500V \leq V_{MPPT} \leq 800V$ ] altro canale: $P_{dc} - 16000W$ [ $400V \leq V_{MPPT} \leq 800V$ ]
Massima Corrente DC in Ingresso ( $I_{dc,max}$ )/per ogni MPPT ( $I_{MPPT,max}$ )	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Massima Corrente di Cortocircuito di Ingresso per ogni MPPT	30.0 A	40.0 A
Numero di Coppie di Collegamento DC in Ingresso per ogni MPPT	1 (4 nelle versioni -S2X e -S2F)	1 (5 in -S2X and -S2F Versions)
Tipo di Connessione DC	Connettore PV Tool Free WM / MC4 (Morsetti a vite in versioni Standard e -S2)	
<b>Protezioni di Ingresso</b>		
Protezione da Inversione di Polarità	Protezione per il solo Inverter, da sorgente limitata in corrente, per versioni standard e -S2, e per versioni con fusibili con max 2 stringhe connesse	
Protezione da Sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - Varistore	2	
Protezione da Sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - Scaricatore per Barra DIN (Versione -S2X)	3 (Classe II)	
Controllo di Isolamento	In accordo alla normativa locale	
Caratteristiche Sezionatore DC per ogni MPPT (Versione con sezionatore DC)	40 A / 1000 V	
Caratteristiche Fusibili (ove presenti)	15 A / 1000 V <sup>(1)</sup>	
<b>Uscita</b>		
Tipo di Connessione AC alla Rete	Trifase, 3 o 4 fili +PE	
Potenza Nominale AC di Uscita ( $P_{ac} @ \cos\phi=1$ )	20000 W	27600 W
Potenza Massima AC di Uscita ( $P_{ac,max} @ \cos\phi=1$ )	22000 W <sup>(2)</sup>	30000 W <sup>(4)</sup>
Potenza Apparente Massima ( $S_{max}$ )	22200 VA	30000 VA
Tensione Nominale AC di Uscita ( $V_{ac,r}$ )		400 V
Intervallo di Tensione AC di Uscita		320...480 V <sup>(1)</sup>
Massima Corrente AC di Uscita ( $I_{ac,max}$ )	33.0 A	45.0 A
Contributo alla corrente di corto circuito	35.0 A	46.0 A
Frequenza Nominale di Uscita ( $f_r$ )		50 Hz / 60 Hz
Intervallo di Frequenza di Uscita ( $f_{min}...f_{max}$ )		47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>(2)</sup>
Fattore di Potenza Nominale e intervallo di aggiustabilità	> 0.995, adj. $\pm 0.9$ con $P_{ac}=20.0$ kW, $\pm 0.8$ con max 22.2 kVA	> 0.995, adj. $\pm 0.9$ con $P_{ac}=27.6$ kW, $\pm 0.8$ con max 30 kVA
Distorsione Armonica Totale di Corrente	< 3%	
Tipo di Connessioni AC	Morsetti a vite	
<b>Protezioni di Uscita</b>		
Protezione Anti-Islanding	In accordo alla normativa locale	
Massima Protezione da Sovracorrente AC	34.0 A	46.0 A
Protezione da Sovratensione di Uscita - Varistore	4	
Protezione da Sovratensione di Uscita - Scaricatore per Barra DIN (Versione -S2X)	4 (Classe II)	
<b>Prestazioni Operative</b>		
Efficienza Massima ( $\eta_{max}$ )	98.2%	
Efficienza Pesata (EURO/CEC)	98.0% / 98.0%	
Soglia di Alimentazione della Potenza	40 W	
Consumo in Stand-by	< 8W	
<b>Comunicazione</b>		
Monitoraggio Locale Cablato	PVI-USB-R5232_485 (opz.), PVI-DESKTOP (opz.)	
Monitoraggio Remoto	PVI-AEC-EVO (opz.), AURORA LOGGER (opz.)	
Monitoraggio Locale Wireless	PVI-DESKTOP (opz.) con PVI-RADIOMODULE (opz.)	
Interfaccia Utente	Display grafico	
<b>Ambientali</b>		
Temperatura Ambiente	-25...+60°C / -13...140°F con derating sopra 45°C/113°F	
Umidità Relativa	0...100% con condensa	
Emissioni Acustiche	< 50 dB(A) @ 1 m	
Massima Altitudine Operativa senza Derating	2000 m / 6560 ft	
<b>Fisici</b>		
Grado di Protezione Ambientale	IP 65	
Sistema di Raffreddamento	Naturale	
Dimensioni (H x L x P)	1061 mm x 702 mm x 292 mm / 41.7" x 27.6" x 11.5"	
Peso	< 70.0 kg / 154.3 lb (Standard version)	< 75.0 kg / 165.4 lb (Standard version)
<b>Sistema di Montaggio</b>	Staffe da parete	
<b>Sicurezza</b>		
Livello di Isolamento	Senza trasformatore	
Certificazioni	CE	
<b>Norme EMC e di Sicurezza</b>	EN 50178, EN62109-1, EN62109-2, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12	
<b>Norme di Connessione alla Rete</b>	CEI 0-21, CEI 0-16, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/2, C10/11, EN 50438 (non per tutte le varianti nazionali), RD1699, RD 1565, AS 4777, BDEW, ABNT NBR 16149, NRS-097-2-1	
<b>Modelli Disponibili</b>		
Standard	TRIO-20.0-TL-OUTD-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-400
Con Sezionatore DC+AC	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400
Con Sezionatore DC+AC e Fusibile	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2F-400
Con Sezionatore DC+AC, Fusibile e Scaricatore	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400

1. L'intervallo di tensione di uscita può variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione

2. L'intervallo di frequenza di uscita può variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione

3. Limitata a 20000 W per la Germania

4. Limitata a 27600 W per la Germania

5. Da aprile 2013

Nota. Le caratteristiche non specificatamente menzionate nel presente data sheet non sono incluse nel prodotto

www.enphase.com



[www.power-one.com](http://www.power-one.com)

**Power-One Renewable Energy**

**Worldwide Sales Offices**

**Country**

Australia  
China (Shenzhen)  
China (Shanghai)  
India  
Japan  
Singapore

**Belgium / The Netherlands / Luxembourg**

France  
Germany  
Greece  
Italy  
Spain  
United Kingdom

Dubai  
Israel

Canada  
USA East  
USA Central  
USA West

**Name/Region**

Asia Pacific  
Asia Pacific  
Asia Pacific  
Asia Pacific  
Asia Pacific  
Asia Pacific  
Europe  
Europe  
Europe  
Europe  
Europe  
Europe  
Europe  
Middle East  
Middle East  
North America  
North America  
North America  
North America

**Telephone**

+61 2 9735 3111  
+86 755 2988 5888  
+86 21 5505 6907  
+65 6896 3363  
03-4580-2714 / +81-3-4580-2714  
+65 6896 3363  
+32 2 206 0338  
+33 (0) 141 796 140  
+49 7641 955 2020  
00 800 00287672  
00 800 00287672  
+34 91 879 88 54  
+44 1903 823 323  
+971 50 100 4142  
+972 0 3 544 8884  
+1 877 261-1374  
+1 877 261-1374  
+1 877 261-1374  
+1 877 261-1374

**Email**

sales.australia@power-one.com  
sales.china@power-one.com  
sales.china@power-one.com  
sales.india@power-one.com  
sales.japan@power-one.com  
sales.singapore@power-one.com  
sales.belgium@power-one.com  
sales.france@power-one.com  
sales.germany@power-one.com  
sales.greece@power-one.com  
sales.italy@power-one.com  
sales.spain@power-one.com  
sales.uk@power-one.com  
sales.dubai@power-one.com  
sales.israel@power-one.com  
sales.canada@power-one.com  
sales.usaeast@power-one.com  
sales.usacentral@power-one.com  
sales.usawest@power-one.com

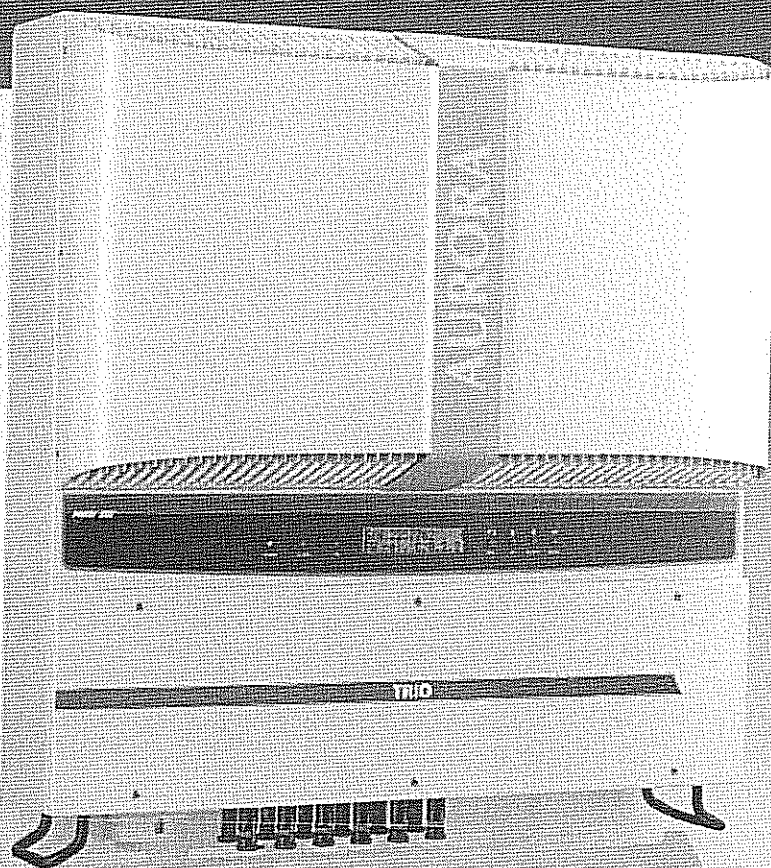
## PVI-10.0-TL-OUTD PVI-12.5-TL-OUTD

### CARATTERISTICHE GENERALI MODELLI DA ESTERNO

L'inverter trifase non isolato 10.0 e 12.5 kW è un prodotto leader di settore.

Progettato per l'uso commerciale, questo inverter trifase si distingue nettamente dagli altri per la sua capacità di controllare le prestazioni dei pannelli fotovoltaici, specialmente durante periodi di condizioni ambientali variabili. Questo apparecchio transformerless è dotato di due MPPT indipendenti con un'efficienza fino al 97.8%.

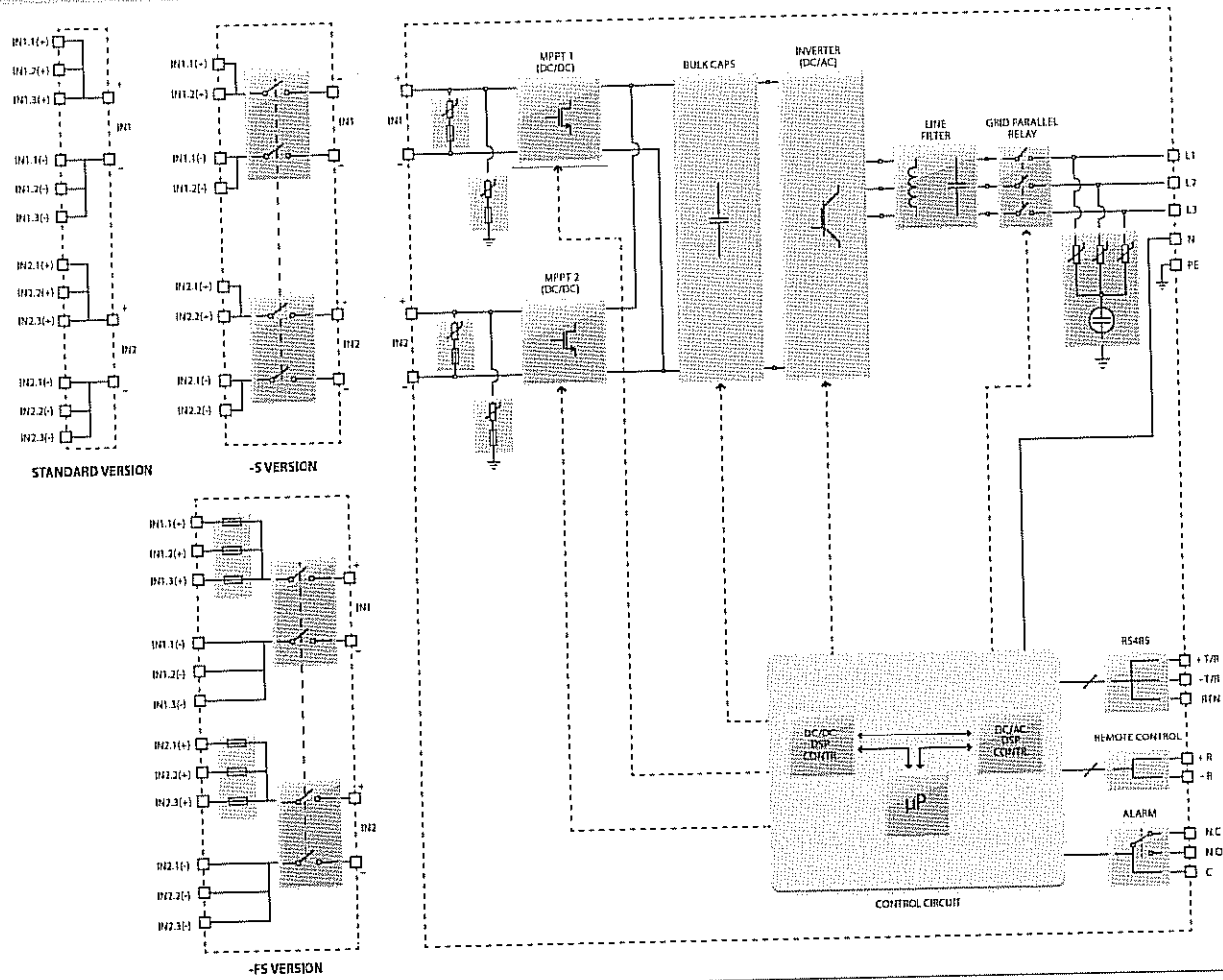
L'ampio intervallo di tensione in ingresso rende l'inverter adatto per impianti a bassa potenza con formato di stringhe ridotto. Esso è disponibile con un interruttore di manovra-sezionatore in corrente continua e fusibili di protezione delle stringhe completamente integrati. L'unità è senza condensatori elettrolitici, caratteristica che garantisce una maggiore durata del prodotto.



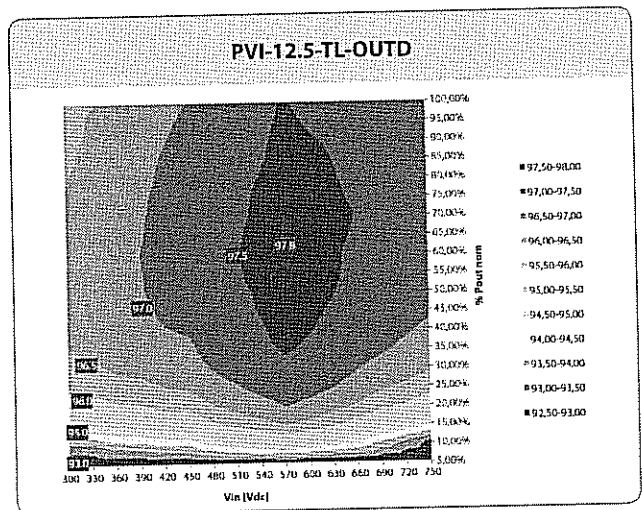
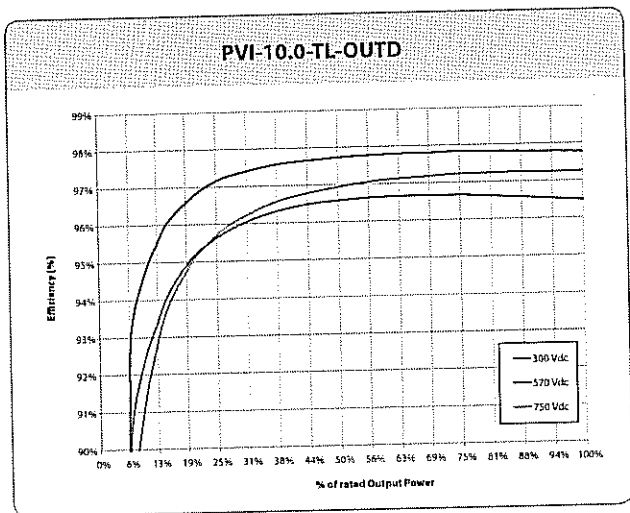
## Caratteristiche

- Convertitore di potenza senza condensatori elettrolitici per aumentare ulteriormente la durata di vita e l'affidabilità a lungo termine del prodotto
- Unità di conversione DC/AC con topologia di ponte trifase
- Ciascun Inverter è programmato con specifici standard di rete che possono essere installati direttamente sul campo
- Doppia sezione di ingresso con inseguimento MPP indipendente, consente una ottimale raccolta dell'energia anche nel caso di stringhe orientate in direzioni diverse
- Ampio intervallo di tensione in ingresso
- Algoritmo di MPPT veloce e preciso per l'inseguimento della potenza in tempo reale e per una migliore raccolta di energia
- Curve di efficienza piatte garantiscono un elevato rendimento a tutti i livelli di erogazione assicurando una prestazione costante e stabile nell'intero intervallo di tensione in ingresso e di potenza in uscita
- Costruzione da esterno per uso in qualsiasi condizione ambientale
- Sezionatore DC integrato in conformità con gli standard internazionali (versioni -S e -FS)
- Interfaccia di comunicazione RS-485 (per connessione con computer portatili o datalogger)
- Compatibile con PVI-RADIOMODULE per la comunicazione wireless con AURORA PVI-DESKTOP

## DIAGRAMMA A BLOCCHI - PVI-10.0/12.5-TL-OUTD



## Diagramma a Blocchi e Curve di Efficienza



PARAMETRI	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
<b>Ingresso</b>		
Massima Tensione Assoluta DC in Ingresso ( $V_{max,abs}$ )	900 V	
Tensione di Attivazione DC in Ingresso ( $V_{start}$ )	360 V (adj. 250...500 V)	
Intervallo Operativo di Tensione DC in Ingresso ( $V_{dcm,0...V_{dcm,max}}$ )	0,7 x $V_{max,abs}$ ...850 V	
Potenza Nominale DC di Ingresso ( $P_{dcr}$ )	10300 W	12800 W
Numero di MPPT Indipendenti	2	
Potenza Massima DC di Ingresso per ogni MPPT ( $P_{MPPT,max}$ )	6500 W	8000 W
Intervallo di Tensione DC con Configurazione di MPPT in Parallelo a $P_{dcr}$	300...750 V	
Limitazione di Potenza DC con Configurazione di MPPT in Parallelo	Derating da MAX a Zero ( $750V \leq V_{MPPT} \leq 850V$ )	
Limitazione di Potenza DC per ogni MPPT con Configurazione di MPPT Indipendenti a $P_{dcr}$ , esempio di massimo sbilanciamento	6500 W ( $380V \leq V_{MPPT} \leq 750V$ ) altro canale: $P_{dcr} = 6500W$ ( $225V \leq V_{MPPT} \leq 750V$ )	8000 W ( $445V \leq V_{MPPT} \leq 750V$ ) altro canale: $P_{dcr} = 8000W$ ( $270V \leq V_{MPPT} \leq 750V$ )
Massima Corrente DC in Ingresso ( $I_{dcm,max}$ )/per ogni MPPT ( $I_{MPPT,max}$ )	34,0 A / 17,0 A	36,0 A / 18,0 A
Massima Corrente di Cortocircuito di Ingresso per ogni MPPT	22,0 A	
Numero di Coppie di Collegamento DC in Ingresso per ogni MPPT	2 (Versione -S) 3 (Versioni Standard e -FS)	
Tipo di Connessione DC	Connettore PV Tool Free WM / MC4	
<b>Protezioni di Ingresso</b>		
Protezione da Inversione di Polarità	Protezione per il solo Inverter, da sorgente limitata in corrente, per versioni standard e -S2, e per versioni con fusibili con max 2 stringhe connesse	
Protezione da Sovratensione di Ingresso per ogni MPPT - Varistore	2	
Controllo di Isolamento	In accordo alla normativa locale	
Caratteristiche Sezionatore DC per ogni MPPT (Versione con sezionatore DC)	25 A / 1000 V	
Caratteristiche Fusibili (ove presenti)	12 A / 1000 V	
<b>Uscita</b>		
Tipo di Connessione AC alla Rete	Trifase, 3 o 4 fili +PE	
Potenza Nominale AC di Uscita ( $P_{acr} @ \cos\phi=1$ )	10000 W	12500 W
Potenza Massima AC di Uscita ( $P_{ac,max} @ \cos\phi=1$ )	11000 W <sup>(3)</sup>	13800 W <sup>(4)</sup>
Potenza Apparente Massima ( $S_{max}$ )	11500 VA	13800 VA
Tensione Nominale AC di Uscita ( $V_{acr}$ )	400 V	
Intervallo di Tensione AC di Uscita	320...480 V <sup>(1)</sup>	
Massima Corrente AC di Uscita ( $I_{ac,max}$ )	16,6 A	20,0 A
Contributo alla corrente di corto circuito	19,0 A	22,0 A
Frequenza Nominale di Uscita (f <sub>i</sub> )	50 Hz / 60 Hz	
Intervallo di Frequenza di Uscita (f <sub>min</sub> ...f <sub>max</sub> )	47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>(2)</sup>	
Fattore di Potenza Nominale e intervallo di aggiustabilità	> 0,995, adj. $\pm 0,9$ con $P_{acr}=10,0$ kW, $\pm 0,8$ con max 11,5 kVA	> 0,995, adj. $\pm 0,9$ con $P_{acr}=12,5$ kW, $\pm 0,8$ con max 13,8 kVA
Distorsione Armonica Totale di Corrente	< 2%	
Tipo di Connessioni AC	Morsettiera a vite	
<b>Protezioni di Uscita</b>		
Protezione Anti-Islanding	In accordo alla normativa locale	
Massima Protezione da Sovracorrente AC	19,0 A	22,0 A
Protezione da Sovratensione di Uscita - Varistore	3, più gas arrester	
<b>Prestazioni Operative</b>		
Efficienza Massima ( $\eta_{max}$ )	97,8%	
Efficienza Pesata (EURO/CEC)	97,1% / -	97,2% / -
Soglia di Alimentazione della Potenza	30,0 W	
Consumo in Stand-by	< 10,0 W	
<b>Comunicazione</b>		
Monitoraggio Locale Cablato	PVI-USB-RS232_485 (opz.), PVI-DESKTOP (opz.)	
Monitoraggio Remoto	PVI-AEC-EVO (opz.), AURORA LOGGER (opz.)	
Monitoraggio Locale Wireless	PVI-DESKTOP (opz.) con PVI-RADIOMODULE (opz.)	
Interfaccia Utente	Display LCD con 16 caratteri x 2 linee	
<b>Ambientali</b>		
Temperatura Ambiente	-25...+60°C (-13...+140°F) con derating sopra 55°C (131°F)	-25...+60°C (-13...+140°F) con derating sopra 50°C (122°F)
Umidità Relativa	0...100% con condensa	
Emissioni Acustiche	< 50 dB(A) @ 1 m	
Massima Altitudine Operativa senza Derating	2000 m / 6560 ft	
<b>Fisici</b>		
Grado di Protezione Ambientale	IP 65	
Sistema di Raffreddamento	Naturale	
Dimensioni (H x L x P)	716mm x 645mm x 224mm / 28,2" x 25,4" x 8,8"	
Peso	< 41,0 kg / 90,4 lb	
Sistema di Montaggio	Staffe da parete	
<b>Sicurezza</b>		
Livello di Isolamento	Senza trasformatore	
Certificazioni	CE	
Norme EMC e di Sicurezza	EN62109-1, EN62109-2, AS/NZS3100, AS/NZS 60950, EN61000-6-2, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12	
Norme di Connessione alla Rete	CEI 0-21, CEI 0-16, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/2, C10/11, EN 50438 (non per tutte le varianti nazionali), RD1699, RD 1565, AS 4777, BDEW, ABNT NBR 16149	
<b>Modelli Disponibili</b>		
Standard	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Con Sezionatore DC	PVI-10.0-TL-OUTD-S	PVI-12.5-TL-OUTD-S
Con Sezionatore DC e Fusibile	PVI-10.0-TL-OUTD-FS	PVI-12.5-TL-OUTD-FS

1. L'intervallo di tensione di uscita può variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione  
2. L'intervallo di frequenza di uscita può variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione  
3. Limitata a 10000 W per il Belgio e la Germania  
4. Limitata a 12500 W per la Germania

Nota. Le caratteristiche non specificatamente menzionate nel presente data sheet non sono incluse nel prodotto



[www.power-one.com](http://www.power-one.com)

**Power-One Renewable Energy  
Worldwide Sales Offices**

**Country**

Australia  
China (Shenzhen)  
China (Shanghai)  
India  
Japan  
Singapore

**Belgium / The Netherlands / Luxembourg**

France  
Germany  
Greece  
Italy  
Spain  
United Kingdom

Dubai  
Israel

Canada  
USA East  
USA Central  
USA West

**Name/Region**

Asia Pacific +61 2 9735 3111  
Asia Pacific +86 755 2988 5888  
Asia Pacific +86 21 5505 6907  
Asia Pacific +65 6896 3363  
Asia Pacific 03-4580-2714 / +81-3-4580-2714  
Asia Pacific +65 6896 3363  
Europe +32 2 206 0338  
Europe +33 (0) 141 796 140  
Europe +49 7641 955 2020  
Europe 00 800 00287672  
Europe 00 800 00287672  
Europe +34 91 879 88 54  
Europe +44 1903 823 323  
Middle East +971 50 100 4142  
Middle East +972 0 3 544 8884  
North America +1 877 261-1374  
North America +1 877 261-1374  
North America +1 877 261-1374  
North America +1 877 261-1374

**Telephone**

**Email**

sales.australia@power-one.com  
sales.china@power-one.com  
sales.china@power-one.com  
sales.india@power-one.com  
sales.japan@power-one.com  
sales.singapore@power-one.com  
sales.belgium@power-one.com  
sales.france@power-one.com  
sales.germany@power-one.com  
sales.greece@power-one.com  
sales.italy@power-one.com  
sales.spain@power-one.com  
sales.uk@power-one.com  
sales.dubai@power-one.com  
sales.israel@power-one.com  
sales.canada@power-one.com  
sales.usaeast@power-one.com  
sales.usacentral@power-one.com  
sales.usawest@power-one.com



C E R T I F I C A T E  
of Conformity



Registration No.: AK 60076099 0001

Report No.: 28105015 001

Holder: Power - One Italy S.p.a.  
Via San Giorgio 642  
52028 Terranuova Bracciolini AR  
Italia

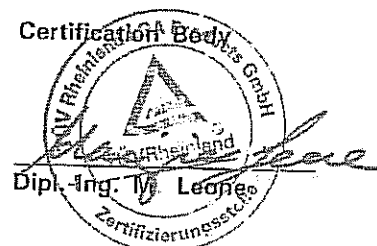
Product: Electrical Equipment  
Photovoltaic grid tied inverter

Identification: Trademark: POWER-ONE  
Models: TRIO-20.0-TL-OUTD-400 ; TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400  
TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400 ; TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-400  
TRIO-20.0-TL-OUTD-S1J-400 ; TRIO-20.0-TL-OUTD-S2J-400  
TRIO-27.6-TL-OUTD-400 ; TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400  
TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400 ; TRIO-27.6-TL-OUTD-S2F-400  
TRIO-27.6-TL-OUTD-S1J-400 ; TRIO-27.6-TL-OUTD-S2J-400  
Rel.SW: Booster:A.030; Inverter:B.040; Micro:C.055  
Appendix: Attachment 1 and 2

Tested acc. to: RTC Ed 2.2 DIC:2011

The certificate of conformity refers to the above mentioned product. This is to certify that the specimen is in conformity with the assessment requirement mentioned above. This certificate does not imply assessment of the production of the product and does not permit the use of a TÜV Rheinland mark of conformity.

Date 28.03.2012



TÜV Rheinland LGA Products GmbH - Tillystraße 2 - 90431 Nürnberg

**OGGETTO:** Dichiarazione di conformità alla specifica ENEL Distribuzione S.p.A. "Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL Distribuzione" Sezione F.14 (Ed. 2.2, Dec. 2011).

**SUBJECT:** Declaration of Conformity to ENEL Distribuzione S.p.A. Specification "Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL Distribuzione" Section F.14 (Ed. 2.2, Dec. 2011).



**Certificate No.: AK 60076099 0001**

**Attachment 1**

**TIPOLOGIA DI APPARATO A CUI SI RIFERISCE LA DICHIARAZIONE:**  
**TYPE OF APPARATUS WHICH THE DECLARATION IS REFERRED TO:**

DISPOSITIVO DI INTERFACCIA Interface Device	PROTEZIONE DI INTERFACCIA Interface Protection Device	DISPOSITIVO DI CONVERSIONE STATICA Static Conversion Device	DISPOSITIVO DI GENERAZIONE ROTANTE Rotating Device
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**Costruttore**  
*Manufacturer*

Power-One Italy S.p.A.  
Via San Giorgio 642, 52028  
Terranuova Bracciolini - AR - Italy

**Modello/Tipo**  
*Model/Type*

TRIO-20 0-TL-OUTD-400 - TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400  
TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400 - TRIO-20 0-TL-OUTD-S2F-400  
TRIO-20.0-TL-OUTD-S1J-400 - TRIO-20.0-TL-OUTD-S2J-400

**Firmware release**

Booster A.030; Inverter: B.040; Micro: C.055

**Numero di Fasi**  
*Number of Phases*

Three-phase

**Potenza Nominale**  
*Nominal Power*

TRIO-20.0-TL-OUTD-400 : 20'000 W @ 45°C  
TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400 : 20'000 W @ 45°C  
TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400 : 20'000 W @ 45°C  
TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-400 : 20'000 W @ 45°C  
TRIO-20.0-TL-OUTD-S1J-400 : 20'000 W @ 45°C  
TRIO-20.0-TL-OUTD-S2J-400 : 20'000 W @ 45°C

**Note**  
*Remarks*

Il dispositivo non è equipaggiato con trasformatore di isolamento a bassa frequenza.  
*The device isn't equipped with low frequency insulation transformer.*

**Laboratorio di Prova**  
*Test Laboratory*

CREI Ven S.c.a.r.l. Centro Ricerca Elettronica Industriale Veneto.  
Accreditamento ACCREDIA N 0259

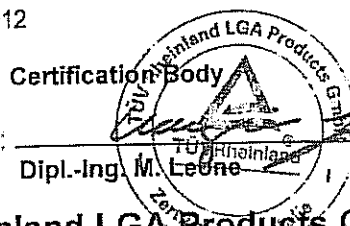
Esaminati i Fascicoli Prove N 111791LP, 111801LP, 111807LP, 111808LP, 111837LP, 111846LP ed 111847LP emessi da CREI Ven S.c.a.r.l. Centro Ricerca Elettronica Industriale Veneto (Accreditamento ACCREDIA N. 0259);  
*Having assessed the Test Files N. 111791LP, 111801LP, 111807LP, 111808LP, 111837LP, 111846LP and 111847LP issued by CREI Ven S.c.a.r.l. Centro Ricerca Elettronica Industriale Veneto (ACCREDIA Accredited N. 0259);*

si dichiara che i prodotti indicati soddisfano i requisiti della specifica Enel Distribuzione S.p.A. "Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL Distribuzione" Sezione F 14 (Ed. 2.2, Dec. 2011).  
*we declare that the products indicated meet the requirements laid down by Enel Distribuzione S.p.A. Specification "Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL Distribuzione" Section F.14 (Ed. 2.2, Dec. 2011).*

**Validità della Dichiarazione**  
*Validity of the Declaration*

Questa Dichiarazione è valida per i prodotti indicati, così come descritti nei Fascicoli citati. Nuovi requisiti o emendamenti a requisiti esistenti, così come modifiche ai prodotti, possono implicare nuove verifiche e certificazioni.  
*This Declaration is valid only for the products indicated herein, as described in the Files mentioned. New requirements or amendment to existing ones, or modifications to the product, may imply re-verification and re-certification.*

Date: 28.03.2012



Unterschrift:

Dipl.-Ing. M. Leone

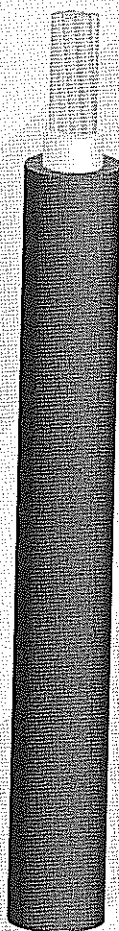
**TÜV Rheinland LGA Products GmbH – Tillystraße 2 – 90431 Nürnberg**

TÜV Rheinland LGA Products GmbH è accreditata EN 45011 con certificato n. ZLS-ZE-694/09A emesso il 27/10/2009 da ZLS – Monaco (D).  
*TÜV Rheinland LGA Products GmbH is accredited according to EN 45011 with Accreditation no. ZLS-ZE-694/09A issued on 27/10/2009 by ZLS – Munich (D).*

# P-Sun PV20

## Cavo per applicazione in impianti fotovoltaici

### Descrizione del cavo

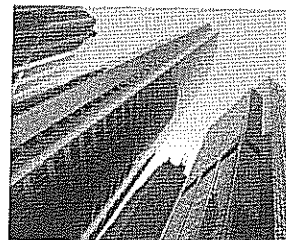
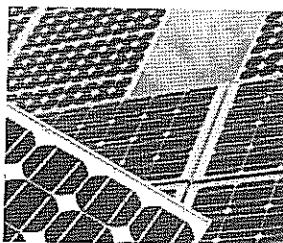


### Dati tecnici

- **Tipologia**  
P-Sun PV20 FG21M21 (1500 V c.c.) con totale compatibilità alla gamma di connettori Prysmian Tecplug
- **Conduttore**  
Conduttore flessibile rame stagnato secondo CEI 20-29 Classe 5
- **Isolante**  
Mescola elastomerica reticolata ad alto modulo a base di gomma sintetica del tipo HEPR - tipo G21
- **Identificazione anima isolata**  
Colore naturale
- **Guaina**  
Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21
- **Colori disponibili della guaina**  
Nero, rosso, blu
- **Marchatura ad inchiostro**  
PRYSMIAN (\*) P-Sun PV20 FG21M21 (1500 V c.c.) 1 x sez. mm<sup>2</sup>  
anno IEMMEQU

(\*) sigla sito produttivo

- **Produttore**  
Prysmian Cavi e Sistemi Italia srl
- **Marchio**  
P-Sun PV20
- **Norme di riferimento**  
Norma CEI 20-91 febbraio 2010
- **Omologazioni**  
Soddisfa gli stringenti requisiti in termini di vita termica previsti dalla norma CEI 20-91 febbraio 2010, che rappresenta il punto di riferimento in Italia per i cavi fotovoltaici.
- **Applicazioni**  
Progettati per l'impiego e l'interconnessione dei vari elementi in impianti fotovoltaici per la produzione di energia. Possono essere installati sia all'interno che all'esterno in posa fissa o mobile (non gravosa), senza protezione. Posa possibile anche in canaline e tubazioni in vista o incassate. Adatti anche per posa direttamente interrata o in tubi interrati secondo le prescrizioni della norma CEI 11-17.



posa



50 N/mm<sup>2</sup>

esercizio



15 N/mm<sup>2</sup>



-40 °C



120 °C

ENERGIA PULITA

# P-Sun PV20



## Parametri elettrici

Tensione nominale in c.a. U <sub>0</sub> /U (Um)	0,6/1 (1,2) kV
Tensione nominale in c.c. (V <sub>0</sub> /V) (Vm)	0,9/1,5 (1,8) kV
Tensione di prova	6,5 kV
Altre prove	Resistenza del conduttore, spark test, prova di tensione sui cavi finiti, resistenza superficiale della guaina, resistenza d'isolamento a 20 °C e 90 °C, stabilità in corrente continua CEI EN 50305 parte 6.7

## Parametri termici

Temperatura ambiente	Min. -40 °C; max. +90 °C
Max temperatura del conduttore	+120 °C (in condizioni di sovraccarico)
Temperatura di cortocircuito	+250 °C (sul conduttore, max. 5 sec.)
Resistenza freddo	Prove di piegatura e allungamento a -40 °C, secondo EN 60811-1-4 Resistenza all'impatto a -25 °C secondo EN 60811-1-4

## Parametri meccanici

Sforzo di trazione durante la posa	50 N/mm <sup>2</sup> max
Sforzo di trazione in esercizio	15 N/mm <sup>2</sup> max
Raggio di curvatura minimo	<= 8 mm posa fissa 3 x D, movimento libero 4 x D > 8 mm posa fissa 4 x D, movimento libero 6 x D

## Parametri chimici

Resistenza all'olio minerale	4 h, 100 °C prova secondo EN 60811-2-1
Resistenza agli agenti atmosferici	Resistenza ozono secondo EN 50396 art. 8.1.3. Resistenza UV, metodo secondo HD 605 par. 2.4.20. Assorbimento acqua (metodo gravimetrico) secondo EN 60811-1-3
Comportamento in caso di incendio	Non propagazione della fiamma, prova su singolo cavo secondo EN 60332-1-2. Basse emissioni di fumi secondo CEI EN 61034-2
Compatibilità ambientale	Corrosività secondo CEI EN 50267-2-2. Tossicità secondo CEI 20-37/4 In accordo alle norme sulla riciclabilità e lo smaltimento (in assenza di sostanze inquinanti ed alogene)

## Informazioni per la scelta dei cavi

Dati costruttivi FG21M21 1500 V c.c.								
1 Formazione	2 Diametro conduttore	3 Spessore isolante		4 Spessore guaina	5 Diametro esterno	6 Peso	7 Resistenza elettrica in c.c. a 20 °C	8 Portata di corrente a 60 °C
n x mm <sup>2</sup>	Indicativo mm	minimo	medio	minimo	medio	Indicativo kg/km	massima Ohm/km	A
1 x 1,5	1,5	0,7		0,8	5,1	35	13,7	30
1 x 2,5	2,0	0,7		0,8	5,7	46	8,21	41
1 x 4	2,5	0,7		0,8	6,2	60	5,09	55
1 x 6	3,0	0,7		0,9	6,9	85	3,39	70
1 x 10	3,9	0,7		1,0	8,2	130	1,95	98
1 x 16	5,0	0,7		1,0	9,3	195	1,24	132
1 x 25	6,4	0,9		1,1	11,4	290	0,795	176
1 x 35	7,7	0,9		1,1	12,8	376	0,565	218
1 x 50	9,2	1,0		1,2	14,8	535	0,393	276
1 x 70	11,0	1,1		1,2	16,9	740	0,277	347
1 x 95	12,5	1,1		1,3	18,7	940	0,210	416
1 x 120	14,2	1,2		1,3	20,7	1215	0,164	488

ENERGIA PULITA

Prismian Cavi e Sistemi Italia Srl  
Viale Sarca 222 - 20126 Milano - Italy - tel. +39 02 6449 1  
www.prysmian.it - infocables-it@prysmian.com

**PRYSMIAN**  
CABLES & SYSTEMS

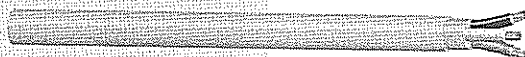
# Bassa tensione

## FG7(O)R

0,6/1 kV

# Low voltage

G-SETTE<sup>PIU'</sup>

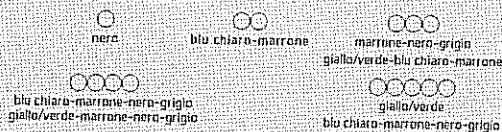


### Norma di riferimento CEI 20-13

#### Descrizione del cavo

- > **Anima**  
Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto
- > **Isolante**  
Gomma HEPR ad alto modulo, che conferisce al cavo elevate caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche (norme CEI 20-11 - CEI 20-34)

#### > Colori delle anime



Le anime dei cavi per segnalamento sono nere, numerate ed è previsto il conduttore di terra giallo/verde

- > **Gualna**  
In PVC speciale di qualità Rz, colore grigio
- > **Marcatura**  
Stampigliatura ad inchiostro speciale ogni 1 m.  
CEI 20-22 II IEMMEQU CEI 20-52 <sigla di designazione secondo tabelle CEI UNEL 35011> G-SETTE PIU' <numero di conduttori per sezione> PRYSMIAN (G) <anno> ECOLOGY LINE or EASY LINE  
Marcatura metrica progressiva

Conforme ai requisiti essenziali delle direttive BT73/23 e 93/68 CE

#### Caratteristiche del cavo

- > Adatti per alimentazione e trasporto di comandi e/o segnali nell'industria/artigianato e dell'edilizia residenziale. Adatti per posa fissa sia all'interno, che all'esterno su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi simili. Possono essere direttamente interrati

### Standard CEI 20-13

#### Cable design

- > **Core**  
Stranded flexible annealed bare copper conductor
- > **Insulation**  
High module HEPR rubber, with higher electrical, mechanical and thermal performances (CEI 20-11 - CEI 20-34 standards)

#### > Core identification



Conductors for signalling cables are black, with numbers and with yellow/green earth conductor

- > **Sheath**  
Special PVC grey outer sheath, Rz type
- > **Marking**  
Special ink marking each meter interval on the outer sheath:  
CEI 20-22 II IEMMEQU CEI 20-52 <identification label according to CEI UNEL 35011 tables> G-SETTE PIU' <number of cores per cross-section> PRYSMIAN (G) <year> ECOLOGY LINE or EASY LINE  
Progressive metric marking

Compliant with the requirements of the BT73/23 and 93/68 CE directives

#### Cable applications

- > For supply and feeding of power and signals in industry, public applications and residential buildings. Suitable for fixed installation both indoor and outdoor, on cable trays, in pipe, conduits or similar systems. Can be directly buried



90°C  
TEMPERATURA  
FUNZIONAMENTO  
OPERATING  
TEMPERATURE



250°C  
TEMPERATURA  
CORTOCIRCUITO  
SHORT-CIRCUIT  
TEMPERATURE



CEI 20-35  
EN 60332



CEI 20-22 II



CEI 20-37  
EN 50267



SENZA  
PIOMBO  
LEAD  
FREE



FLESSIBILE  
FLEXIBLE



EASY LINE

#### CONDIZIONI DI POSA

#### LAYING CONDITIONS



TEMPERATURA  
MINIMA DI POSA  
0 °C  
MINIMUM  
INSTALLATION  
TEMPERATURE  
0 °C



TUBO O  
CANALINA IN ARIA  
DUCT OR  
CABLE TRAY



CANALE  
INTERRATO  
BURIED  
TROUGH



TUBO  
INTERRATO  
BURIED  
DUCT



ARIA LIBERA  
OPEN AIR



INTERRATO CON  
PROTEZIONE  
BURIED  
WITH PROTECTION

FG7(O)R

sezione nominale conductor cross-section (mm²)	diametro indicativo conduttore approximate diameter, conductor of the phase core (mm)	spessore medio isolante average insulation thickness (mm)	diametro esterno massimo maximum outer diameter (mm)	peso indicativo del cavo approximate weight (kg/km)	resistenza massima a 20 °C in c. c. maximum DC resistance at 20 °C (Ω/km)	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di				raggio minimo di curvatura minimum bending radius (mm)
						30 °C in aria in open air at 30 °C	30 °C in tubo in aria in duct at 30 °C	20 °C Interrato in tubo permissible current rating (A) In buried duct at 20 °C		

$\rho=1 \text{ } ^\circ\text{C m/w}$   $\rho=1,5 \text{ } ^\circ\text{C m/w}$   $\rho=1 \text{ } ^\circ\text{C m/w}$   $\rho=1,5 \text{ } ^\circ\text{C m/w}$

1 conduttore

tab. CEI-UNEL 35375

single core

1,5	1,5	0,7	6,7	51	13,3	24	20	22	21	35	32	30
2,5	1,9	0,7	7,2	65	7,98	33	28	29	27	45	39	30
4	2,4	0,7	7,8	80	4,95	45	37	37	35	58	51	35
6	3	0,7	8,4	105	3,30	58	48	47	44	73	64	40
10	4,1	0,7	9,4	150	1,91	80	66	63	59	97	85	40
16	5,2	0,7	10,4	200	1,21	107	88	82	77	125	110	45
25	6,3	0,9	12,2	300	0,780	135	117	108	100	160	141	55
35	7,7	0,9	13,6	390	0,554	169	144	132	121	191	169	60
50	9,4	1	15,4	540	0,386	207	175	166	150	226	199	65
70	10,9	1,1	17,3	740	0,272	268	222	204	184	277	244	75
95	12,7	1,1	19,4	940	0,206	328	269	242	217	331	292	85
120	14,5	1,2	21,4	1200	0,161	383	312	274	251	377	332	90
150	15,6	1,4	23,8	1480	0,129	444	355	324	287	420	370	100
185	17,8	1,6	26,0	1830	0,106	510	417	364	323	476	419	110
240	20	1,7	29,2	2340	0,0801	607	490	427	379	550	484	120
300	23,1	1,8	32	2950	0,0641	703	-	484	429	620	546	140
400	26,7	2	36,5	3850	0,0485	823	-	564	500	700	616	150

2 conduttori

tab. CEI-UNEL 35375

2 cores

1,5	1,5	0,7	12	150	13,3	26	22	24	23	36	31	50
2,5	1,9	0,7	13	190	7,98	36	30	31	30	47	41	55
4	2,4	0,7	14,2	240	4,95	49	40	41	39	61	55	60
6	3	0,7	15,4	310	3,30	63	51	52	49	77	68	65
10	4,1	0,7	17,3	440	1,91	86	69	70	66	105	92	75
16	5,2	0,7	19,4	600	1,21	115	91	92	86	136	120	85
25	6,3	0,9	23	850	0,780	149	119	118	111	177	156	100
35	7,7	0,9	25,7	1130	0,554	185	145	145	136	212	185	110
50	9,4	1	29,3	1580	0,386	225	175	180	168	252	221	120

3 conduttori

tab. CEI-UNEL 35375

3 cores

1,5	1,5	0,7	12,5	170	13,3	23	19,5	20	19	30	26	50
2,5	1,9	0,7	13,6	220	7,98	32	26	26	25	40	35	55
4	2,4	0,7	14,9	280	4,95	42	35	33	32	51	45	60
6	3	0,7	16,2	370	3,30	54	44	43	41	65	56	65
10	4,1	0,7	18,2	530	1,91	75	60	59	55	88	78	80
16	5,2	0,7	20,6	740	1,21	100	80	76	72	114	101	90
25	6,3	0,9	24,5	1060	0,780	127	105	100	93	148	130	100
35	7,7	0,9	27,3	1420	0,554	158	128	122	114	178	157	110
50	9,4	1	31,2	1960	0,386	192	154	152	141	211	185	130
70	10,9	1,1	35,6	2700	0,272	246	194	189	174	259	227	150
95	12,7	1,1	40	3430	0,206	298	233	226	206	311	274	170
120	14,5	1,2	44,4	4390	0,161	346	268	260	238	355	311	190
150	15,6	1,4	49,5	5400	0,129	399	300	299	272	394	345	200

Note: Le portate dei cavi unipolari sono state calcolate per tre cavi a trifoglio. Le portate dei cavi interrati sono state calcolate considerando una profondità di posa di 0,8 m.  
Current carrying capacities for single core cables are calculated assuming three cables laying in trefoil formation. Current carrying capacities for buried cables are calculated assuming a laying depth of 0,8 m.

# Bassa tensione Low voltage

0,6/1 kV

FG(O)R

sezione nominale conductor cross-section (mm <sup>2</sup> )	diámetro indicativo conduttore approximate diameter, conductor of the phase core (mm)	spessore medio isolante average insulation thickness (mm)	diámetro esterno massimo maximum outer diameter (mm)	peso indicativo del cavo approximate weight (kg/km)	resistenza massima a 20 °C in c. c. maximum DC resistance at 20 °C (Ω/km)	30 °C in aria in open air at 30 °C	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di 20 °C 30 °C in tubo in aria in duct at 30 °C	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di 20 °C interrato in tubo in buried duct at 20 °C	20 °C interrato buried at 20 °C	raggio minimo di curvatura minimum bending radius (mm)
						$\rho=1 \text{ }^{\circ}\text{C m/w}$   $\rho=1,5 \text{ }^{\circ}\text{C m/w}$   $\rho=1 \text{ }^{\circ}\text{C m/w}$   $\rho=1,5 \text{ }^{\circ}\text{C m/w}$				

## 3 conduttori con giallo/verde

tab. CEI-UNEL 35375

## 3 cores with yellow/green

1,5	1,5	0,7	12,5	170	13,3	26	22	24	23	36	31	50
2,5	1,9	0,7	13,6	220	7,98	36	30	31	30	47	41	55
4	2,4	0,7	14,9	280	4,95	49	40	41	39	61	55	60
6	3	0,7	16,2	370	3,30	63	51	52	49	77	68	65
10	4,1	0,7	18,2	530	1,91	86	69	70	66	105	92	80
16	5,2	0,7	20,6	740	1,21	115	91	92	86	136	120	90
25	6,3	0,9	24,5	1060	0,780	149	119	118	111	177	156	100
35	7,7	0,9	27,3	1420	0,554	185	146	145	136	212	185	110
50	9,4	1	31,2	1960	0,386	225	175	180	168	252	221	130
70	10,9	1,1	35,6	2760	0,272	289	221	223	207	310	272	150
95	12,7	1,1	40	3430	0,206	352	265	265	245	371	325	170
120	14,5	1,2	44,4	4390	0,161	410	305	310	284	423	370	190
150	15,6	1,4	47,5	5400	0,129	473	334	356	324	472	414	200

## 4 conduttori

tab. CEI-UNEL 35375

## 4 cores

1,5	1,5	0,7	13,4	200	13,3	23	19,5	20	19	30	26	55
2,5	1,9	0,7	14,6	260	7,98	32	26	26	25	40	36	60
4	2,4	0,7	16	330	4,95	42	35	33	32	51	45	65
6	3	0,7	17,5	430	3,30	54	44	43	41	65	56	70
10	4,1	0,7	19,8	640	1,91	75	60	59	55	88	78	85
16	5,2	0,7	22,4	900	1,21	100	80	76	72	114	101	95
25	6,3	0,9	26,8	1300	0,780	127	105	100	93	148	130	110
35+1X25	7,7	0,9	29,2	1650	0,554	158	128	122	114	178	157	120
50+1X25	9,4	1	32,4	2200	0,386	192	154	152	141	211	185	140
70+1X35	10,9	1,1	37	3000	0,272	246	194	189	174	259	227	160
95+1X50	12,7	1,1	42	3900	0,206	298	233	226	206	311	274	180
120+1X70	14,5	1,2	46,9	4700	0,161	346	268	260	238	355	311	200
150+1X95	15,6	1,4	52,5	6300	0,129	399	300	299	272	394	345	200

## 4 conduttori con giallo/verde

tab. CEI-UNEL 35375

## 4 cores with yellow/green

1,5	1,5	0,7	13,4	200	13,3	23	19,5	20	19	30	26	55
2,5	1,9	0,7	14,6	260	7,98	32	26	26	25	40	36	60
4	2,4	0,7	16	330	4,95	42	35	33	32	51	45	65
6	3	0,7	17,5	430	3,30	54	44	43	41	65	56	70
10	4,1	0,7	19,8	640	1,91	75	60	59	55	88	78	85
16	5,2	0,7	22,4	900	1,21	100	80	76	72	114	101	95
25	6,3	0,9	26,8	1300	0,780	127	105	100	93	148	130	110
35+1G25	7,7	0,9	29,2	1650	0,554	158	128	122	114	178	157	120
50+1G25	9,4	1	32,4	2200	0,386	192	154	152	141	211	185	140
70+1G35	10,9	1,1	37	3000	0,272	246	194	189	174	259	227	160
95+1G50	12,7	1,1	42	3900	0,206	298	233	226	206	311	274	180
120+1G70	14,5	1,2	46,9	4700	0,161	346	268	260	238	355	311	200
150+1G95	15,6	1,4	52,5	6300	0,129	399	300	299	272	394	345	200

## 5 conduttori con giallo/verde

tab. CEI-UNEL 35375

## 5 cores with yellow/green

1,5	1,5	0,7	14,4	230	13,3	23	19,5	20	19	30	26	60
2,5	1,9	0,7	15,6	310	7,98	32	26	26	25	40	36	65
4	2,4	0,7	17,3	400	4,95	42	35	33	32	51	45	70
6	3	0,7	18,9	520	3,30	54	44	43	41	65	56	75
10	4,1	0,7	21,5	780	1,91	75	60	59	55	88	78	95
16	5,2	0,7	24,4	1120	1,21	100	80	76	72	114	101	100
25	6,3	0,9	29,3	1680	0,780	127	100	100	93	148	130	130
35	7,7	0,9	34,8	2150	0,554	158	128	122	114	178	157	140
50	9,4	1	38,2	3000	0,386	192	154	152	141	211	185	160

Note: Le portate dei cavi quadrupolari e pentapolari sono state calcolate per tre conduttori attivi. Le portate dei cavi interrati sono state calcolate considerando una profondità di posa di 0,8 m.  
Current carrying capacities for cables consisting of 4/5 conductors are calculated assuming three working conductors. Current carrying capacities for buried cables are calculated assuming a laying depth of 0,8 m.

COMANDO E SEGNALAMENTO

FG7(O)R

CONTROL AND SIGNALLING

numero conduttori number of cores (n)	diametro indicativo conduttore approximate diameter, conductor of the phase core (mm)	spessore medio isolante average insulation thickness (mm)	diametro esterno massimo maximum outer diameter (mm)	peso indicativo del cavo approximate weight (kg/km)	resistenza massima a 20 °C in c. c. maximum DC resistance at 20 °C (Ω/km)	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di 20 °C permissible current rating (A) Interrato in tubo In buried duct at 20 °C			raggio minimo di curvatura minimum bending radius (mm)
						30 °C in aria in open air at 30 °C	30 °C in tubo in aria in duct at 30 °C	p=1 °C m/w   p=1,5 °C m/w	

sezione 1,5 mm<sup>2</sup>

tab. CEI-UNEL 35377

1.5 mm<sup>2</sup> cross-section

	5 G	7 G	10 G	12 G	16 G	19 G	24 G	16	14	26	23	90
	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	13	11,5	18,5	16	100
	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	13,3	11,5	18,5	16	110
	14,4	15,4	18,7	19,3	21,1	22,1	25,4	13	9,5	14,5	12,5	120
	230	275	365	410	510	580	700	11	9,5	14,5	12,5	130
	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,5	11	8	13	11,5	130
	9	9	9	9	9	9	9	8	8	13	11,5	150

sezione 2,5 mm<sup>2</sup>

tab. CEI-UNEL 35377

2.5 mm<sup>2</sup> cross-section

	7 G	10 G	12 G	16 G	19 G	24 G	17,5	15,5	24	21	110
	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	17,5	15,5	24	21	120
	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	17,5	15,5	24	21	130
	16,8	20,6	21,3	23,3	24,5	28,3	13,5	12	20	17,5	140
	310	395	445	545	615	750	13,5	12	20	17,5	150
	7,98	8,06	8,06	8,06	8,06	8,1	12	10,5	16	14	170
	12	12	12	12	12	12	10,5	10,5	16	14	170

Note: Le portate dei cavi quadripolari e pentapolari sono state calcolate per tre conduttori attivi. Le portate dei cavi interrati sono state calcolate considerando una profondità di posa di 0,8 m.  
Current carrying capacities for cables consisting of 4/5 conductors are calculated assuming three working conductors. Current carrying capacities for buried cables are calculated assuming a laying depth of 0.8 m.